الجمهـــورية الجـــزائرية الديمقـــراطية الشعبيـــة

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التـــعليم العـــالـــي و البحث العلمـــي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعـــة مصطفى بن بولعيد - باتنة - 2

UNIVERSITE BATNA 2 – MOSTEFA BEN BOULAÏD

THESE

Présenté à la Faculté de Technologie

Département D'électrotechnique

Pour l'Obtention du Diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTROTECHNIQUE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Electrotechnique

Option : Commandes électriques

Par

HESSAD MOHAMMED AMINE

Contribution à la Commande d'un Système d'Energie Renouvelable par les Approches de Contrôle non Linéaires

Soutenu le : devant un Jury composé de:

NASRI FARID	Prof à l'université de Batna 2	Président
BOUCHAMA ZIYAD	Prof à l'université de BBA	Rapporteur
BENAGGOUNE Saïd	Prof à l'université de Batna 2	Co-rapporteur
BELKASSAM SABTI	Prof à l'université de Batna 2	Examinateur
SAOUDI KAMEL	Prof à l'université de BOUIRA	Examinateur
ZERROUG NADJAT	MCA à l'université de SETIF	Examinateur

Remerciements

Je remercie tout d'abord **ALLAH** de m'avoir prêté santé et volonté pour mener à terminer cette thèse du doctorat.

Je remercie chaleureusement toutes les personnes qui m'ont aidé pendant l'élaboration de ma thèse et notamment mon directeur de thèse Dr. **BOUCHAMA Ziyad**, pour son intérêt et son soutien, sa grande disponibilité et ses nombreux conseils durant la réalisation de ma thèse.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements au Professeur **BENAGGOUNE Saïd**, mon codirecteur de thèse pour la confiance qu'il m'a accordée, sa contribution à ma formation universitaire, son soutien et ses conseilles au cours de l'élaboration de ce travail.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer cette thèse :

Monsieur **NASRI FARID**, Prof à l'Université de Batna 2, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse.

Messieurs **BELKASSAM SABTI**, Prof à l'Université de Batna 2, **KAMEL SAOUDI**, Prof à l'Université de Bouira et **ZERROUG NADJAT** Dr à l'Université de Sétif 1 pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Dédicace

*À mes parents (**Abdelkader** et **Garmia**) pour leurs encouragements, leurs soutiens et pour les sacrifices qu'ils ont enduré.*

*À mon frère (**houssem eddine**), mes sœurs (**Chafia** et **Rahma**), merci pour vos encouragements.*

*À ma femme et mes enfants (**Souhaib , Ichrak** et **Aous**)*

À tout le corps enseignant et administratif qui a contribué à ma formation universitaire.

À toute ma famille et mes amis.

Listes des Acronymes et Symboles

Symboles :

$\Delta\alpha$	Changement du Rapport cyclique du convertisseur
I_{sc}	Courant de court-circuit de la cellule
u_n	Commande discontinue
u_{eq}	Commande équivalente
I_{opt}	Courant optimale du GPV
I_{0r}	Courant de court-circuit de la cellule
$I_{pv,cel}$	Courant généré par la lumière incidente
I_d	Courant de la diode de Shockley
$I_{o,cel}$	Courant de fuite de la diode
q	Charge électrique
k	Constante de Boltzmann
T	Température de la jonction p-n
I_{pv}	Courant photovoltaïque (PV)
I_o	Courant de saturation inverse
V_t	Tension thermique
N_{ss}	Nombre des cellules en série
N_{pp}	Nombre des cellules en parallèle
$I_{pv,n}$	Courant solaire
T_n	Température nominale
S (W/m^2)	Irradiation sur la surface du dispositif
S_n	Irradiation nominale
K_I	Coefficient du courant
E_g	Energie de la bande interdite
$V_{t,n}$	Tension thermique nominale
J_0	Densité du courant de saturation
$V_{co,n}$	Tension du circuit ouvert nominal
$I_{cc,n}$	Courant de court-circuit nominal
K_V	Coefficient de la tension
V_O	Tension de charge
V_I	Tension d'entrée continu
L	Inductance
D	Diode
C	Condensateur de filtrage
R_L	Charge résistive
f_s	Fréquence de commutation
V_{mpp}	Tension du point de puissance maximale
V_{co}	Tension du circuit ouvert
k_1	Constante de proportionnalité
k_2	Constante de proportionnalité
I_{mpp}	Courant du point de puissance maximale
I_{cc}	Courant de court circuit
ΔV	Variation de la tension
ΔP	Variation de la puissance
I/V	Conductance instantanée

$\Delta I/\Delta V$	Incrément de conductance
V_{ref}	Tension de référence
e	Erreur
Δe	Variation de l'erreur
P_{max}	Puissance maximale
α	Rapport cyclique du convertisseur
I_p	Courant circulant dans la résistance Rp
G	Conductance incrémental
ΔG	Conductance instantané
H	Comparateur d'une bande a hysteresis
sign	Fonction signe
u	Loi de commande
R_s	Résistance série
R_p	Résistance shunt de la jonction PN
Ψ	Surface de glissement
t	Temps
V_{opt}	Tension optimale du GPV
V_{pv}	Tension de cellule PV
V_i, V_s	Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur
V_{co}	Tension circuit ouvert de la cellule

Acronymes :

MPPT	Maximum power point tracking
MPP	Maximum power point

Table de Matières

Introduction générale……. 1

Chapitre I

Énergies renouvelables et leurs systèmes

I.1. Introduction…… 4
I.2. Formes d'énergie renouvelable..…….. 4
I.3. Principales sources d'énergies renouvelables……..... 5
I.3.1. Énergie éolienne……..……..……. 5
I.3.2. Énergie hydraulique……..... 6
I.3.3. Énergie géothermique……..... 7
I.3.4. Énergie solaire…… 9
I.4. Situation énergétique mondiale…….. 10
I.5. Situation énergétique en Algérie..……... 12
I.6. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie……..... 14
I.6.1. Énergie solaire en Algérie…….……...……... 14
I.6.2. Énergie hydroélectrique en Algérie……...……..…….…….. 16
I.6.3 Énergie éolienne en Algérie ……...… 17
I.6.4. Énergie géothermique en Algérie…….. 18
I.7. Conclusion……. ……... 19

Chapitre II

Description et modélisation des systèmes photovoltaïques

II.1. Introduction ……..…… 20
II.2. Production d'électricité à partir de l'énergie solaire.…..…..…….. 21
II.3. Rayonnement solaire…….…. 21
II.4. L'effet photovoltaïque….……..……. 23
II.5. Cellule solaire …….…….…… 23
II.5.1. Description……...……...……..…….. 23
II.5.2. Conversion photovoltaïque……...……..…….…… 24
II.6. Performances du générateur photovoltaïque …….……..…….……. 25
II.6.1. Modules photovoltaïques…… 26
II.6.2. Panneau photovoltaïque)…….……..….. 26

II.7. Fabrication des cellules photovoltaïques…… 27
II.7.1. Cellules monocristallines…… 27
II.7.2. Cellules polycristallines…… 27
II.7.3. Cellules amorphes …… 27
II.8. Système photovoltaïque…… 28
II.8.1. Système photovoltaïque autonome…… 29
II.8.2. Système photovoltaïque raccordé au réseau…… 30
II.8.3. Système photovoltaïque hybride…… 31
II.9. Modélisation d'une cellule photovoltaïque…… 31
II.9.1. Cellule idéale…… 32
II.9.2. Cellule réelle…… 33
II.10. Simulation d'un générateur photovoltaïque…… 38
II.10.1. Influence des conditions climatiques sur les systèmes PV …… 39
II.10.1.1 Effet de la température …… 39
II.10.1.2. Effet de l'éclairement …… 40
II.11. Étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et une charge **...**…… 41
II.11.1. Convertisseurs DC-DC de type hacheurs **...**…… 41
II.11.1.1. Convertisseur abaisseur "Buck "…… 42
II.11.1.2. Convertisseur abaisseur-élévateur "Buck-Boost"…… 43
II.11.1.3. Convertisseur élévateur" Boost"…… 43
II.12. Avantages et inconvénients du système PV…… 46
II.12.1. Avantages…… 46
II.12.2. Inconvénients…… 46
II.13. Conclusion…… 47

Chapitre III

Commandes conventionnelles des systèmes photovoltaïques

III.1.Introduction…… 48
III.2. Algorithmes de suivi du point de puissance maximale MPPT…… 48
III.3. Algorithmes MPPT conventionnels…… 50
III.3.1. Algorithme Hill Climbing (HC)…… 50
III.3.2. Algorithme Perturbation & Observation (P&O)…… 52

III.3.3. Algorithme d'incrémentation de conductance (IC) ……..…… 54
III.4. Résultats de simulation ……..….. 57
III.4. conclusion……...…….. 61

Chapitre IV

Commande avancée par mode glissant des systèmes photovoltaïques

IV.1 Introduction……..……. 62
IV.2. Commande par mode glissant ……..…….……...……... 62
IV.3. Principe de la commande par mode glissant *SMC* .....……..……... 64
IV.4. Synthèse de la commande par mode glissant.……..…… 67
IV.5. Conception d'un contrôleur par mode glissant en cascade les systèmes PV…….... 67
IV.6. Point de puissance maximale (MPP)……...…….…..... 69
IV.7. Conception du contrôleur SMC-MPPT..... 71
IV.7.1 Condition d'existence…….…….... 71
IV.7.2 Condition de convergence ……...……..…… 73
IV.7.3 Condition d'attractivité……... 74
IV.8. Paramètres du contrôleur SMC-MPPT …….…….…… 74
IV.8.1 Fréquence de commutation.……..…….. 74
IV.8.2 Gain K_2 du contrôleur SMC-MPPT …….…….. 75
IV.8.3 Conception du filtre de référence...…… 76
IV.9. Résultats de simulation……...…….. 93
IV.10. Conclusion...……...…….……... 94
Conclusion générale et perspectives…….. 96

Table des Figures

I. 1	Éolienne moderne destinée à la production électricité à grande échelle..……..	5
I. 2	Usine de chaises Wolverine du Michigan (États-Unis)……..	7
I. 3	Périphérique du Pacifique……..……..……..	8
I. 4	Centrale à vapeur sèche utilisant l'énergie géothermique ……..	9
I. 5	Systèmes à augets paraboliques utilisant des miroirs……..…	9
I. 6	Système photovoltaïque destiné à la production de l'électricité ……..……..	10
I. 7	Mix énergétique mondial, 2019…….……..	11
I. 8	Capacité mondiale de production des énergies renouvelables en (GW)…….	11
I. 9	Emplacement des bassins pétroliers et gaziers en Algérie ……...……..…	13
I.10	Composition de la production de combustibles fossiles en Algérie en 2019…….....	13
I.11	Profil de la population et de la consommation d'électricité en Algérie……...…	14
I.12	Répartitions : (a) Rayonnement solaire kW/m2, (b) Température en Algérie…….....	15
I.13	Répartition des potentiels des barrages et des rivières en Algérie pour la production d'hydroélectricité …….……	16
I.14	Potentiel de vitesse du vent en Algérie……	17
I.15	Sites à potentiel géothermique en Algérie……..	18
I.16	Carte géothermique en Algérie……	19
II. 1	Réponse spectrale d'une cellule (PV)……...…..…	19
II. 2	Types de rayonnement solaire reçus au sol …… ……..	22
II. 3	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ……...…….....	23
II. 4	Cellule, module et panneau photovoltaïque…….	25
II. 5	Panneau photovoltaïque ……..……...……	25
II. 6	Principaux types de cellules ……	27
II. 7	Système photovoltaïque autonome …….……	28
II. 8	Système photovoltaïque raccordé au réseau ……..……...……..…	29
II. 9	Système hybride PV-Eolien ……	31
II.10	Schéma équivalent d'une cellule idéale ……..…….……	32
II.11	Modèle à une seule diode de la cellule photovoltaïque et le circuit équivalent d'un module photovoltaïque réel, y compris les résistances série et parallèle…….….....	33
II.12	Caractéristique résultante d'un groupement de n_s cellules en série …..……...…	34
II.13	Caractéristique résultante d'un groupement de n_p cellules en parallèle. …….	34
II.14	Caractéristique d'un assemblage série/parallèle de ns et np cellules PV identiques……	35
II.15	Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque ……..….....…	38
II.16	Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque……..	38

II.17	Effet de la température sur le courant du générateur photovoltaïque ……..	39
II.18	Effet de la température sur la puissance du générateur photovoltaïque……	39
II.19	Effet de l'éclairement sur le courant du générateur photovoltaïque…..……..…	40
II.20	Effet de l'éclairement sur la puissance du générateur photovoltaïque ..……	40
II.21	Etage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et une charge ……	41
II.22	Signal de commande du commutateur . …….	42
II.23	Schéma du convertisseur abaisseur ……..……..	42
II.24	Schéma d'un convertisseur abaisseur-élévateur ……..……...	43
II.25	Schéma du hacheur élévateur …….....……..……	44
II.26	Schéma équivalent à la phase d'accumulation d'énergie ……..…….....	44
II.27	Schéma équivalent à la phase de roue libre …….……...…	45
III.1	Schéma synoptique d'un système PV utilisant la commande MPPT……...…	49
III.2	Organigramme de l'algorithme HC ……..…	51
III.3	Schéma de la convergence par la méthode P&O ..……..…..……..	52
III.4	Algorithme du MPPT à base de la méthode P&O …….……...…..	53
III.5	Principe de fonctionnement de l'algorithme IC ..……..……..…	55
III.6	Organigramme de l'algorithme IC ……..……..	56
III.7	Évolution de l'éclairement……....	57
III.8	Evolution de la puissance photovoltaïque …….……	58
III.9	Evolution de la tension photovoltaïque …..……	58
III.10	Evolution du courant photovoltaïque …….…….……..	59
III.11	Evolution de la puissance de la charge …….……...….	59
III.12	Evolution de la tension de charge……	60
III.13	Evolution du courant de la charge……..……..……....	60
IV.1	Portrait de phase d'une surface de glissement…….	63
IV.2	Schéma de mise en œuvre du contrôleur SMC-MPPT ……...…	67
IV.3	Caractéristique P-V d'un système photovoltaïque……..	68
IV.4	Système PV complet incluant le filtre de référence…….……	75
IV.5	Evolution de la puissance photovoltaïque (1er scénario)……..…….……..	78
IV.6	Evolution de la tension photovoltaïque (1er scénario)……..…….……..	78
IV.7	Evolution du courant photovoltaïque (1er scénario)……	79
IV.8	Evolution de la tension de charge (1er scénario)…….	79
IV.9	Évolution de l'éclairement (2ème scénario-*a*-).....	80
IV.10	Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (2ème scénario-*a*-) ……	81
IV.11	Evolution trapézoïdale de l'éclairement (2ème scénario-*b*-)…….	81
IV.12	Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)…..……	82

IV.13 Evolution de la puissance photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)…… 82
IV.14 Evolution de la tension photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)…….…… 83
IV. 15 Evolution du courant photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)……..…… 83
IV. 16 Evolution de la tension de charge (2ème scénario-*a*-)……..……. 84
IV. 17 Evolution de la puissance photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)…….. 84
IV. 18 Evolution de la tension photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)……. 85
IV. 19 Evolution du courant photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)…….…… 85
IV. 20 Evolution de la tension de charge (2ème scénario-*b*-)…….…… 86
IV. 21 Évolution de la température (3ème scénario)…….…… 87
IV. 22 Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (3ème scénario)…….. 87
IV. 23 Evolution de la puissance photovoltaïque (3ème scénario)…….. 88
IV. 24 Evolution de la tension photovoltaïque (3ème scénario)……..... 88
IV. 25 Evolution du courant photovoltaïque (3ème scénario)…. 89
IV. 26 Evolution de la tension de charge (3ème scénario)……..…….. 89
IV. 27 Évolution temporelle de la température et de l'éclairement (4ème scénario)…… 90
IV. 28 Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (4ème scénario)…….. 91
IV. 29 Evolution de la puissance photovoltaïque (4ème scénario)…… 91
IV. 30 Evolution de la tension photovoltaïque (4ème scénario)……..…… 92
IV. 31 Evolution du courant photovoltaïque (4ème scénario)……..…… 92
IV. 32 Evolution de la tension de charge (4ème scénario)……..……. 93

Liste des Tableaux

I.1 Potentiel énergétique solaire en Algérie.……...…….... 15

III. 1 Spécifications du système…… 57

IV.1 Spécifications du système. ……...…….... 76

IV.2 Paramètres du Convertisseur DC-DC ……..… 76

Introduction générale

L'évolution des activités humaines, particulièrement celles qui contribuent au progrès économique et social, exige inévitablement une consommation variable de l'énergie, sous forme électricité, carburants ou autres sources. En effet, le rapport établi par *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* [68] montre que la consommation mondiale d'énergie en 2013 était principalement dominée par les substances hydrocarbures (Charbon, Pétrole, Gaz naturel, etc.) d'environ 78,3 % [68]. Les énergies fossiles ont un effet négatif et/ou indésirable dû aux émissions de gaz à effet de serre et elles ne répondent pas aux exigences du développement durable. Donc, il est conseillé de trouver une énergie de substitution qui soit écologique comme le stipule le Protocole de Kyoto [69], en matière inépuisable et qui soit favorise l'accès à l'énergie finale pour tous. À ce titre, la promotion des investissements dans les énergies renouvelables offre à de nombreux pays, y compris l'Algérie, l'opportunité de réduire la pollution environnementale et ses conséquences néfastes.

Ces dernières décennies, l'énergie photovoltaïque (PV) a été l'une des énergies renouvelables les plus explorées par la communauté scientifique. La production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque a connu une renaissance marquée à travers le monde, attirant une attention considérable. Cette énergie renouvelable offre l'avantage d'être inépuisable, non polluante et mieux répartie sur la planète. De plus, elle s'adapte à la production décentralisée permettant l'alimentation des régions isolées dépourvues d'accès au réseau électrique.

Les systèmes des énergies renouvelables de type photovoltaïques représentent l'un des moyens les plus appropriés pour produire de l'électricité propre. Ils proposent une gamme de capacités électriques, utilisables tant pour des applications autonomes que pour l'injection dans le réseau électrique [1-2]. De manière générale, un système photovoltaïque typique se compose d'un générateur PV, qui est constitué d'une série de modules solaires, et d'un convertisseur statique DC-DC. Ce convertisseur permet de transformer la puissance fournie par la source photovoltaïque afin de l'adapter à la charge. Cette configuration présente une dynamique non linéaire qui varie significativement en fonction des conditions climatiques telles que la température, l'intensité d'éclairement, l'ombrage, et autres. En raison de ces conditions, il devient pénible de prédire avec précision le courant et la tension afin de maximiser la production de puissance [3-5].

Le point de puissance maximale (MPP, Maximum Power Point) est le point de fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque auquel il fournit sa puissance électrique maximale. C'est à ce point que la tension et le courant sont ajustés de manière à maximiser l'efficacité de conversion de l'énergie solaire en électricité. En atteignant le MPP, on peut obtenir la performance optimale du système photovoltaïque. Dans un système photovoltaïque (PV), l'objectif principal de la stratégie de commande est de maintenir le fonctionnement du système aussi proche que possible de son point de puissance maximale (MPP) grâce à une technique connue sous le nom de suivi du point de puissance maximale (MPPT, Maximum Power Point Tracking). Cette technique permet de maintenir le système au MPP, indépendamment des conditions environnementales [3-6]. Dans la littérature, la conductance incrémentale (IC) et la perturbation et observation (P&O) sont les algorithmes les plus fréquemment utilisés pour rechercher le MPP, là où la méthode P&O est préférée en raison de sa simplicité de mise en œuvre [4,7,8]. Cependant, ces approches classiques présentent des limitations lorsqu'il s'agit de faire face à des changements brusques des conditions météorologiques.

Différents types de contrôleurs ont été suggérés dans des études antérieures afin d'améliorer les performances des systèmes photovoltaïques (PV). Certains de ceux-ci incluent des contrôleurs basés sur des lois de commande non linéaire, telle que la commande adaptative [3], la théorie de commande basée sur le bilan énergétique [9] et la théorie de commande par mode glissant. L'approche classique de la commande par mode glissant (*SMC*) présente notamment des avantages en termes de stabilité et de robustesse face aux variations des charges, aux variations des paramètres et aux incertitudes des entrées, qui sont des caractéristiques fréquemment rencontrées dans les systèmes photovoltaïques.

SMC (Sliding Mode Control) est l'une des approches non linéaires qui a été développée pour le contrôle de systèmes à structure variable. Cette commande (SMC) repose sur le principe de changement de structure du contrôleur en fonction de l'état du système pour obtenir une réponse souhaitée. Ainsi, plusieurs solutions basées sur la commande par mode glissant ont été proposées afin d'assurer de bonnes performances en termes de garantir le suivi de la référence fournie par l'algorithme MPPT [11-12] et de minimiser les oscillations de la tension de sortie. Toutefois, il convient de noter que ces solutions ne garantissent pas la présence du mode glissant sur l'ensemble de points de fonctionnement du système PV. De plus, les paramètres de la commande par mode glissant ne sont pas nécessairement conçus en

fonction des exigences spécifiques de l'algorithme MPPT, ce qui rend difficile l'obtention du comportement souhaité pour l'ensemble du système photovoltaïque [13-14].

Le principal objectif de cette thèse est de concevoir une commande par mode glissant avancée qui garantit le fonctionnement désiré du système photovoltaïque. Cela comprend un contrôleur adéquat de suivre la référence fournie par un algorithme MPPT, en présence de changements climatiques. L'algorithme proposé, tient également en compte les effets dynamiques du système en boucle fermée doté d'un filtre de référence, garantissant ainsi un régime de glissement stable sur tous les points de fonctionnements désirés du système. De plus, le temps de convergence et le dépassement de tension requis par l'algorithme MPPT sont pris en compte. Les paramètres du filtre sont obtenus en résolvant numériquement un ensemble d'équations non linéaires. Les résultats de simulation mettent la robustesse du contrôleur proposé en présence de perturbations et/ou de variations environnementales.

Cette thèse est répartie en quatre chapitres qui sont organisés comme suit :

Le premier chapitre de cette thèse aborde de manière générale les énergies renouvelables et leurs systèmes d'exploitation. Le deuxième chapitre se focalise spécifiquement sur la présentation de quelques formes de cellules photovoltaïques, en décrivant leur modélisation et en exposant leur structure de fonctionnement. De plus, une étude est menée sur l'impact des conditions météorologiques, telles que le changement de la température et la variation de l'éclairement, sur le système photovoltaïque. Le troisième chapitre présente les algorithmes MPPT classiques couramment utilisés à savoir la conductance incrémentale (IC) et la perturbation et observation (P&O). La théorie de la commande par mode glissant dans sa version avancée pour assurer la stabilité du système PV dans la plage de fonctionnement est développée et présentée dans le quatrième chapitre. L'analyse a procédure de conception et d'implémentation du contrôleur à mode glissant (SMC), adaptée aux exigences spécifiques d'un autre algorithme SMC pour le suivi du point de puissance maximale (MPP) en présence de perturbations, est également examinée. Les étapes de conception, l'analyse de stabilité et la mise en œuvre du contrôleur SMC adaptée aux exigences spécifiques d'un autre algorithme SMC pour assurer le suivi du point de puissance maximale (MPP) en présence de perturbations, sont également examinées. Les résultats de la simulation sont soumis à une étude comparative avec le contrôleur P&O précédemment développé, mettant en évidence la supériorité de la technique suggérée. Des perspectives sont ensuite présentées dans une conclusion finale, qui vient conclure les travaux de cette thèse.

Chapitre I

Énergies Renouvelables et Leurs Systèmes

I.1. Introduction

Ces dernières années, la consommation d'énergie de toutes sortes, et en particulier d'électricité, a considérablement augmenté. Cela est dû au développement industriel et à l'augmentation de la consommation humaine d'énergies traditionnelles ou fossiles. Ces dernières, sont des énergies épuisables qui ont contribué à modifier durablement les conditions climatiques par l'augmentation inquiétante des gaz à effet de serre sur notre planète. Ce problème a suscité un grand intérêt dans la recherche et les investissements technologiques pour optimiser la consommation d'énergie traditionnelle grâce à l'utilisation de sources d'énergie durables et renouvelables. Ces technologies ont connu une croissance rapide à l'échelle mondiale et ont atteint une maturité technique qui en fait un secteur clé pour l'amélioration de la production d'énergie électrique respectueuse de l'environnement.

Dans ce chapitre, nous introduisons en bref les principales ressources des énergies renouvelables, leurs systèmes d'exploitation et leurs applications dans la production de l'électricité. Ensuite, nous nous intéressons à l'évolution énergétique mondiale et à la transition vers les énergies renouvelables en Algérie.

I.2. Formes d'énergie renouvelable

On définit l'énergie par ce qu'elle fait, qu'en résume généralement comme la capacité de produire un travail. Plusieurs formes d'énergie existent, dont les énergies thermique, atomique, cinétique, mécanique et électrique. Sa forme peut aussi changer d'un état à un autre, à titre d'exemple, l'énergie stockée dans les structures moléculaires du charbon peut être libérée sous forme de chaleur par le processus de combustion.

Les énergies renouvelables générées à partir de sources inépuisables et renouvelables, ce qui signifie que leur utilisation ne présente aucun impact sur leur disponibilité future. Les flux d'énergie renouvelables régénèrent d'une manière permanente dont ils font intervenir des

phénomènes naturels tels que la lumière du soleil, le vent, etc. Ainsi, ces formes d'énergie se distinguent des énergies fossiles qui sont essentiellement des énergies de stock. L'énergie renouvelable est considérée comme énergie propre qui n'a que peu d'influences négatives sur l'environnement et sa production n'induit aucune émission de gaz à effet de serre. Ainsi, elle est l'un des facteurs de lutte contre le changement climatique et le réchauffement de la planète. De plus, ces sources d'énergie renouvelable présentent un potentiel considérable pour la production d'électricité à grande échelle.

I.3. Principales sources d'énergies renouvelables

I.3.1. Énergie éolienne

L'énergie éolienne peut être définie comme l'énergie disponible dans les courants d'air, qui peut être captée en utilisant des turbines éoliennes. La puissance des éoliennes est proportionnelle à la vitesse du vent. Ainsi, les éoliennes sont généralement installées sur de hautes tours pour maximiser l'effet du vent sur les générateurs [58]. Le premier moulin à vent produisant de l'électricité a été installé en 1890 dans les zones rurales des États-Unis [56].

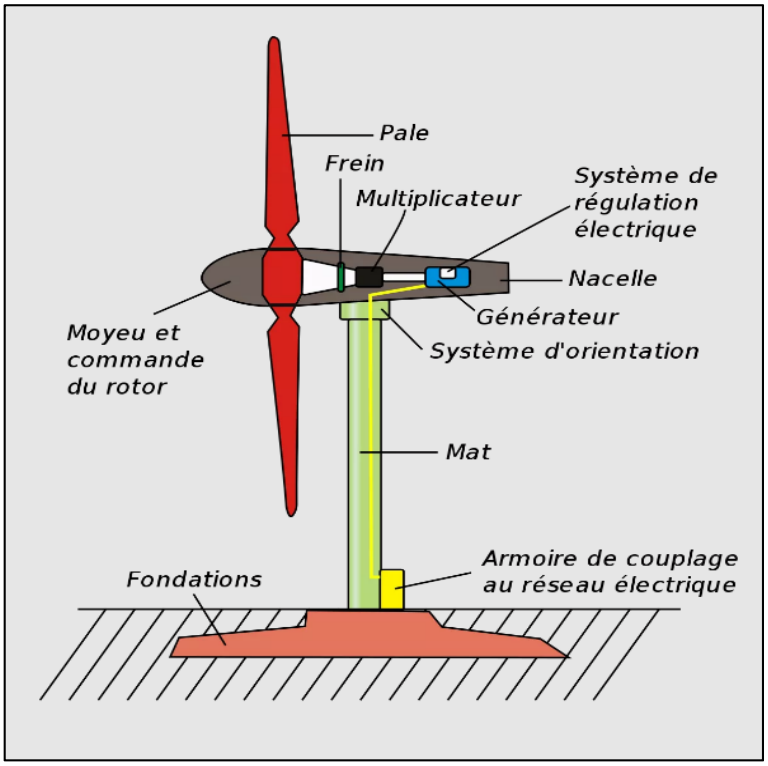


Figure I.1. Éolienne moderne destinée à la production électricité à grande échelle.

Aujourd'hui, de grandes centrales éoliennes sont en concurrence avec les services publics d'électricité pour fournir une énergie propre et économique dans de nombreuses régions du monde. Il existe deux principaux types d'éoliennes en fonction de leur taille. D'une part, les petites éoliennes domestiques de faible puissance sont conçues pour fournir de l'électricité aux besoins individuels. D'autre part, les éoliennes de grande puissance sont conçues pour être connectées aux réseaux électriques, afin de fournir de l'électricité à grande échelle.

La puissance moyenne des turbines des installations éoliennes était de 300 kW jusqu'à un passé récent. Les nouvelles machines d'une capacité de 500 à 1 000 kW ont été développées et sont en cours d'installation. Des prototypes d'éoliennes de quelques MW sont en cours de test dans plusieurs pays, la Fig.I.1 présente une disposition conceptuelle d'une tour éolienne moderne de plusieurs mégawatts adaptée aux applications destinée aux services publics. Le système éolien est composé d'une ou plusieurs unités, fonctionnant électriquement en parallèle, ayant les composants représentés dans la Fig.I.1. En raison du grand moment d'inertie du rotor, les défis de conception incluent le démarrage, le contrôle de la vitesse pendant l'opération de production d'énergie et l'arrêt de la turbine si nécessaire. Un système de frein est utilisé pour arrêter la turbine en cas d'urgence ou pour l'entretien. Dans le parc éolien à plusieurs tours, chaque turbine doit avoir son propre système de contrôle pour les fonctions sécurisées.

I.3.2. Énergie hydraulique

La production d'énergie électrique à partir de l'énergie potentielle de l'eau, stockée dans les barrages ou les chutes d'eau, est connue sous le nom de système hydroélectrique. Ce système utilise des turbines hydrauliques pour générer de l'énergie. Une méthode courante consiste à installer des roues hydrauliques connectées à des turbines dans des cours d'eau à débit élevé, permettant ainsi de produire de l'électricité sans nécessiter la construction de réservoirs d'eau ou de barrages. [59], comme le montre la Fig.I.2. Les systèmes hydroélectriques sont parmi les meilleurs systèmes respectueux de l'environnement.

En tant que l’une des premières technologies utilisées pour produire de l'électricité, l'énergie hydroélectrique a toujours fourni la plus grande part de la production d'électricité dans plusieurs pays comme les États-Unis. L’énergie hydraulique était utilisée pour produire de l'électricité à la fin des années 1800. Une maison en Angleterre est éclairée par l'hydroélectricité en 1878, c'est-à-dire l'électricité produite par la force de l'eau. Deux ans plus

tard, l'usine de chaise Wolverine du Michigan (États-Unis) utilisait des lampes alimentées par l'eau[57].

Figure I.2. Usine de chaises Wolverine du Michigan (États-Unis).

I.3.3. Énergie géothermique

Le terme "géothermique" est composé des mots grecs "geo" (terre) et "thermal" (chaleur). L'exploitation de la chaleur provenant des sources souterraines est appelée "énergie géothermique". Les températures nécessaires pour la production d'énergie géothermique se situent généralement entre 212 °F et 482 °F [61]. Actuellement, la géothermie représente environ 0,4 % de la production d'énergie électrique dans le monde, et les principaux pays producteurs situés dans la ceinture de feu du Pacifique (Fig.I.3) : six en Amérique, six en Europe, cinq en Asie et deux en Afrique. Les technologies utilisées comprennent les centrales à vapeur sèche, à vapeur instantanée et à cycle binaire, comme le montre la Fig.I.4. L'énergie géothermique est considérée comme durable en raison de la faible quantité de chaleur extraite par rapport au contenu thermique de la Terre. Les émissions de CO_2 moyennes des centrales géothermiques existantes s'élèvent à 122 kg par mégawattheure (MW/h) d'électricité, ce qui est nettement inférieur à celles des centrales utilisant des combustibles fossiles [62].

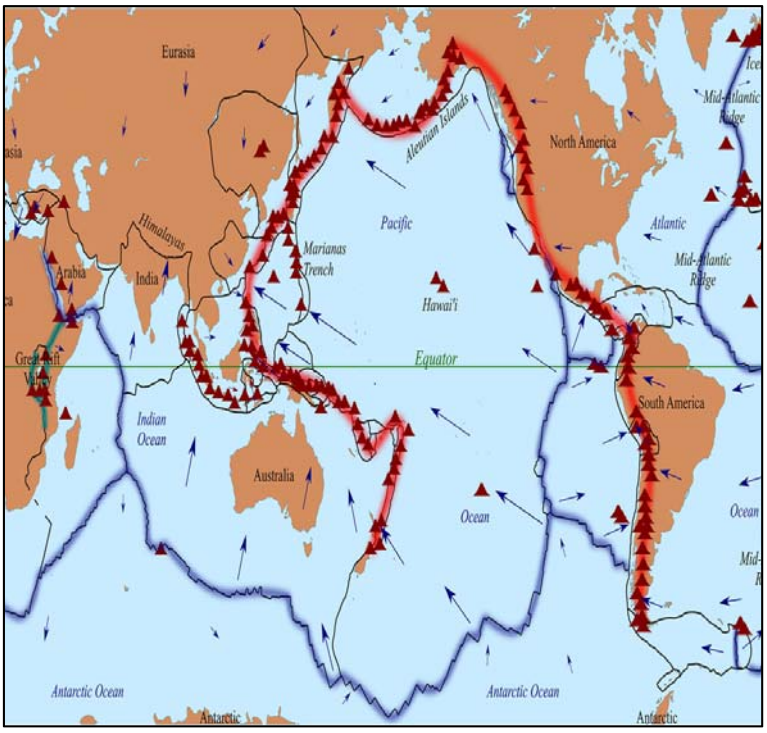


Figure I.3. Périphérique du Pacifique [61]

La géothermie à faible énergie (température comprise entre 30 et 100 °C) est exploitée dans quelques usages comme : le chauffage des serres, le chauffage urbain, et l'utilisation de la chaleur dans les processus industriels. En revanche, les ressources géothermiques à forte puissance dont les températures supérieures à 150 °C, sont exploitées pour la production d'électricité par l'utilisation de machines thermodynamiques. Europe, par exemple, à Bouillante en Guadeloupe (France), deux centrales géothermiques sont exploitées dans une ressource à 250 °C et produisent environ 15 MW [101]. La première installation géothermique a été réalisée à Larderello en Toscane en 1904, et le développement de celle-ci a commencé dans les années 60. Les ressources exploitées sont généralement situées à proximité des zones de volcanisme actif, à des profondeurs allant de 100 mètres à 3000 mètres.

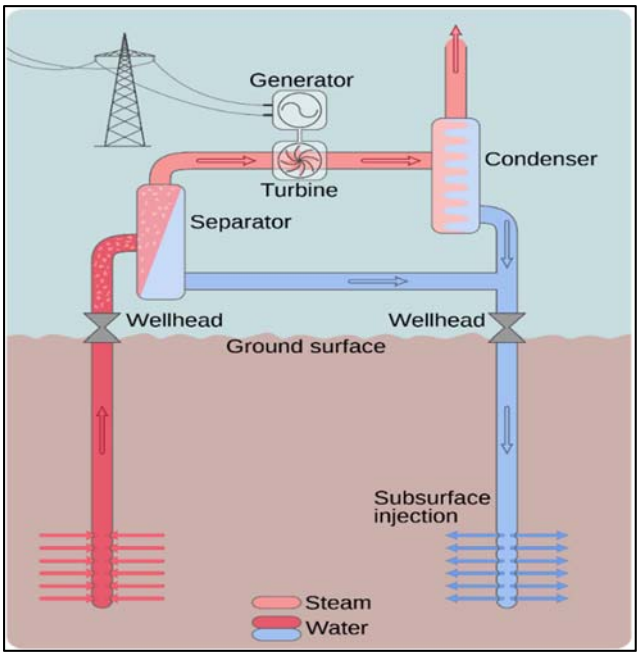


Figure I.4. Centrale à vapeur sèche utilisant l'énergie géothermique [61]

I.3.4. Énergie solaire

L'énergie solaire peut être exploitée de deux manières principales. La première méthode consiste à collecter la chaleur du soleil en utilisant des miroirs paraboliques et de la concentrer sur des tuyaux pour échanger la chaleur solaire avec un certain fluide et ensuite l'utiliser pour produire de l'électricité [60] comme montre sur la Fig.I.5. La deuxième méthode consiste à générer de l'électricité directement à partir de la lumière du soleil en utilisant des cellules photovoltaïques [63], comme indiquer sur la Fig.I.6.

Figure I.5. Systèmes à augets paraboliques utilisant des miroirs

Figure I.6. Système photovoltaïque destiné à la production de l'électricité.

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs susceptibles de convertir directement la lumière en électricité. Cette conversion appelée effet photovoltaïque qui a été découverte en 1839 [38]. Depuis plus d'un siècle, les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène. L'exploitation des cellules solaires a commencé dans les années 1940, principalement dans le domaine spatial. Les recherches menées après la Seconde Guerre mondiale ont contribué à améliorer les performances et la taille de ces cellules solaires. En raison de la crise énergétique actuelle, les gouvernements et les industries ont été incités à envelopper dans le domaine photovoltaïque et ses applications sur terre.

I.4. Situation énergétique mondiale

La demande mondiale d'énergie a augmenté d'environs de plus de 30 % entre l'année 2011 et nos jours [65]. Afin de réduire l'utilisation des sources fossiles et de limiter les émissions de Dioxyde de carbone, de nombreux pays se tournent vers les énergies renouvelables. Cette transition a été accompagnée d'importants investissements ainsi que de l'introduction de nouvelles politiques et de nouveaux programmes en faveur des énergies renouvelables, notamment dans les pays en développement.

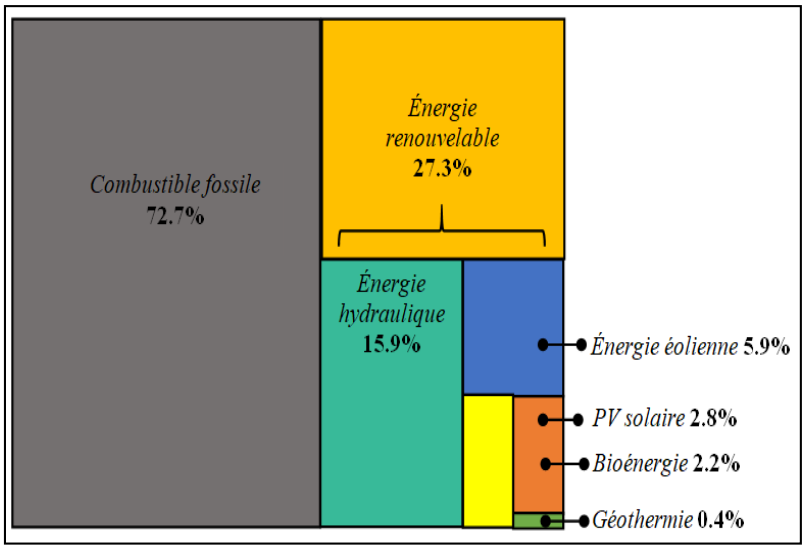


Figure I.7. Mix énergétique mondial, 2019[64].

L'objectif est de diversifier la production énergétique et d'augmenter l'utilisation des sources d'énergie renouvelable. Comme montre la Fig.I.7, les combustibles fossiles représentaient 72,7% de la production totale d'énergie en 2019[65], tandis que les énergies renouvelables représentaient 27,3% [93].

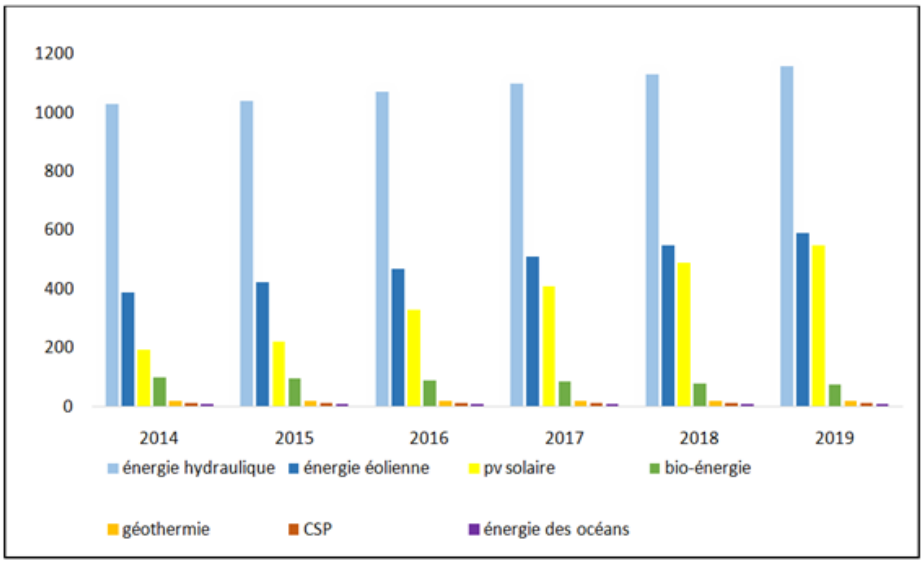


Figure I.8. Capacité mondiale de production des énergies renouvelables en (GW)[65.67].

Ces chiffres soulignent l'importance croissante des énergies renouvelables dans le paysage énergétique mondial, et témoignent des efforts déployés pour favoriser leur adoption à grande échelle. Au cours de trois dernières années, le mix énergétique mondial a diminué l'utilisation de combustibles fossiles jusqu'à 2,8 % [66]. De plus, les investissements des

énergies renouvelables dans le monde ont connu une augmentation significative, ce qui a entraîné un accroissement de la production d'énergie renouvelable [65, 67]. Récemment, plus de 200 GW d'énergies renouvelables ont été ajoutés, portant la capacité totale installée des systèmes d'énergies renouvelables à 2588 GW. La répartition des différentes technologies dans la production énergétique mondiale des énergies renouvelables est illustrée dans la Fig I.8.

I.5. Situation énergétique en Algérie

L'Algérie, avec une superficie de 2 381 741 m^2, qui est le plus grand pays d'Afrique en termes de superficie terrestre située au nord du continent et possède un littoral long de 1644 km. La partie sud du pays est principalement constituée de vastes étendues désertiques. La région côtière est caractérisée par des montagnes et des collines, avec une température variant de 25 °C à 11 °C [64]. L'économie de l'Algérie repose principalement sur la production et l'exportation de gaz et de pétrole. Cette économie mit le pays un membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) [70, 71] et dispose de vastes réserves de combustibles fossiles et de carburants. L'entreprise nationale **SONATRACH** est chargée du secteur des hydrocarbures. Les bassins pétroliers et gaziers du pays sont répartis dans sept régions (Fig.I.9) [69]. En fait, l'Algérie possède la troisième plus grande réserve de gaz et la septième plus grande réserve de pétrole au monde. En 2018, le pays a enregistré une production de 12,2 milliards de barils de pétrole et des réserves de gaz naturel de 159 billions de pieds cubes [67].

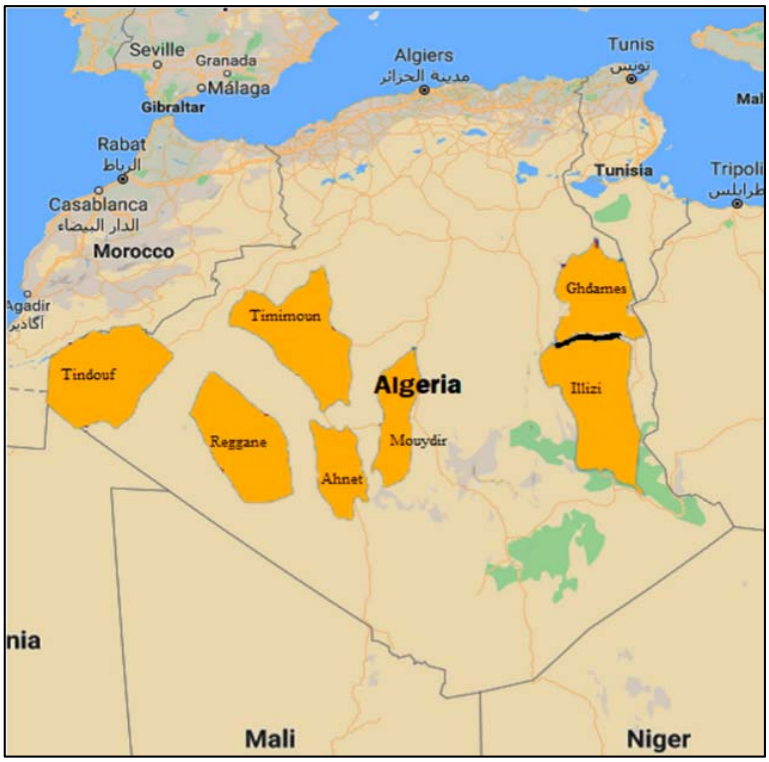


Figure I.9. Emplacement des bassins pétroliers et gaziers en Algérie [64].

La production d'électricité en Algérie repose fortement sur les combustibles fossiles, qui représentent respectivement 64,84 % et 34,63 % de la production totale (Fig.I.10) [64]. Il convient de noter que la population algérienne vivant dans les zones rurales ainsi que tous les ménages du pays bénéficient d'un accès à l'électricité, ce qui représente une couverture de 100% [68].

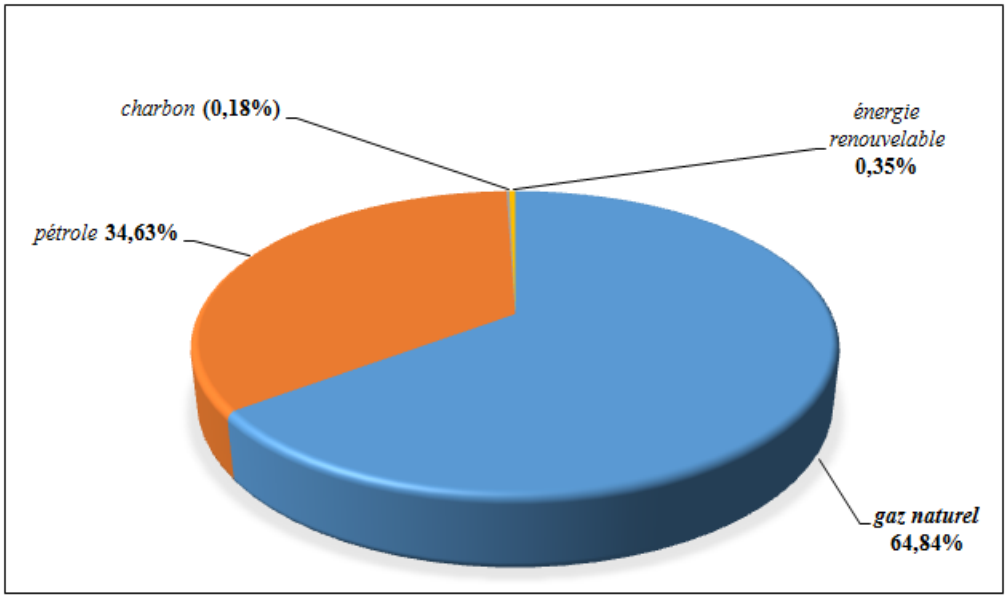


Figure I.10. Composition de la production de combustibles fossiles en Algérie en 2019[64]

La production d'électricité en Algérie a connu une augmentation significative, atteignant 76,4 TWh en 2018 (Fig.I.11) [75]. Le taux de croissance annuel depuis 2007 est de 7,4 %. Le pays a marqué une augmentation annuelle de 5,2 % de la production de l'électricité qui a permis au pays à exporter vers les pays voisins plus de 880 GWh d'électricité en 2017, tels que le Maroc, la Libye et la Tunisie [72,73]. Selon les projections, la production de l'énergie électrique devrait atteindre approximativement 150 TWh d'ici 2030.

Afin de répondre à ces besoins croissants en électricité et de développer les infrastructures, la société SONALGAZ prévoit la mise en place de 34 441 km de lignes de transmission entre 2017 et 2027. À l'heure actuelle, le développement de 9 930 km de lignes de transmission est en cours, avec la prévision de 24 511 km supplémentaires, comprenant des interconnexions nationales et internationales [74].

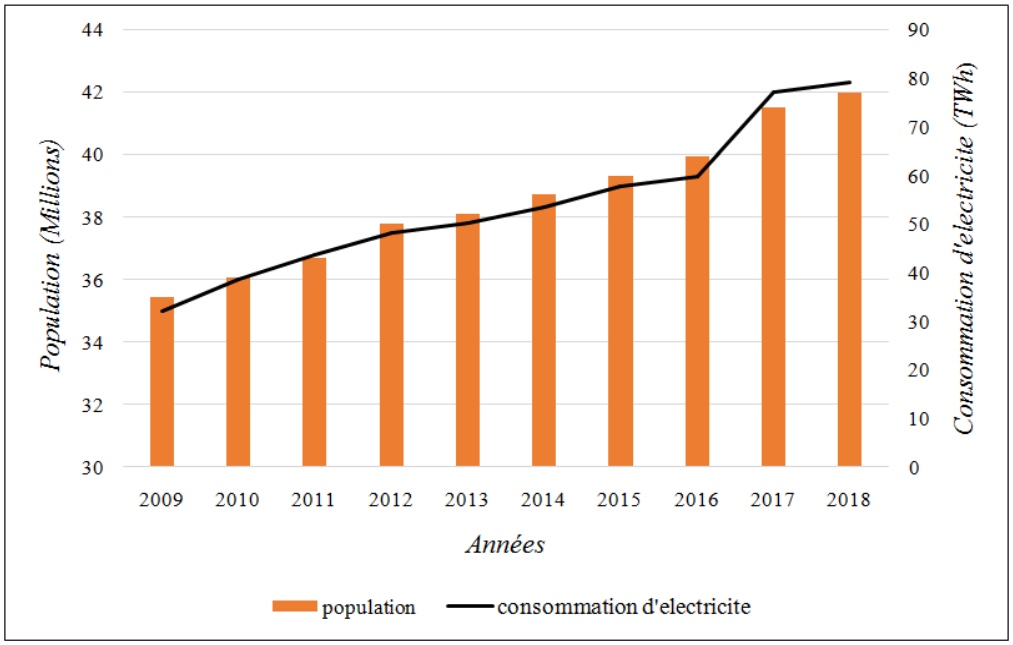


Figure I.11. Profil de la population et de la consommation d'électricité en Algérie [86].

I.6. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

Depuis 1998, le gouvernement algérien a mis en place des politiques et des initiatives visant à promouvoir le développement des énergies renouvelables dans le pays. Grâce à sa situation géographique favorable [76,77], l'Algérie dispose de ressources naturelles inépuisables prometteuses, notamment l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, la géothermie, la biomasse et l'énergie solaire. Le gouvernement a pris conscience du potentiel de ces sources

d'énergie et a alloué des fonds pour leur développement afin de diversifier le mix énergétique et de réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

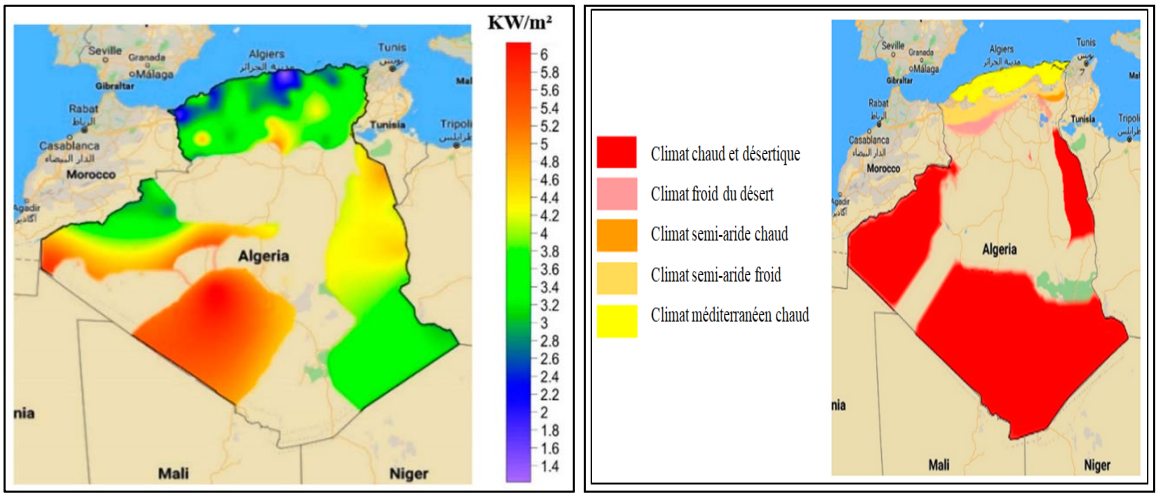
I.6.1. Énergie solaire en Algérie

Chaque année, l'Algérie bénéficie approximativement de 169 440 kW/m2 d'éclairement direct, offrant un potentiel de production solaire de 3000 kWh/an (Tableau I.1) [72,78]. Le désert du pays est réputé pour avoir l'une des irradiations solaires moyennes et des températures les plus élevées au monde. De plus, la durée d'ensoleillement allant de 2000 à 3900 heures par an et un rayonnement vertical de surface compris entre 3 et 5 kWh/m2 [79], le potentiel solaire de l'Algérie est significatif.

Table I.1. Potentiel de l'énergie photovoltaïque en Algérie [79].

	localisation		
	zone côtière	zone intérieure	zone désertique
Surface (%)	4	10	86
Moyenne du lever du soleil (heure/an)	2650	3000	3500
Moyenne de l'énergie reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	2650

L'Office National de la Météorologie (ONM) gère un réseau de 78 stations de mesure météorologique à travers l'Algérie, couvrant l'ensemble du territoire national. Ces stations fournissent des données précieuses sur les conditions météorologiques du pays. La répartition



(*a*) (*b*)

FigureI.12. Répartitions : (*a*) Rayonnement solaire kW/m^2, (*b*) Température en Algérie [74]

de l'irradiation solaire et des températures dans le pays est illustrée dans la Fig.I.12 [74].Ces mesures permettent d'évaluer et de mieux comprendre les caractéristiques climatiques de différentes régions de l'Algérie.

Un potentiel de 168 1012 kWh/an est assuré par zone désertique du pays [66]. L'Algérie utilise 50 % de l'espace disponible avec un rendement de 10 %.

I.6.2. Énergie hydroélectrique en Algérie

L'Algérie dispose d'un potentiel prometteur pour la production d'hydroélectricité dû à la disponibilité de sites propices à la construction de barrages et d'une pluviométrie moyenne élevée. On estime que la pluviométrie moyenne annuelle en Algérie atteint 65 milliards de mètres cubes, avec la possibilité d'aménager des barrages sur 103 sites différents [59]. Les zones potentiels de barrages et de cours d'eau situés dans la région nord du pays, qui sont propices à la production d'électricité hydroélectrique. Ces sites représentent une opportunité significative pour développer davantage la capacité hydroélectrique de l'Algérie.

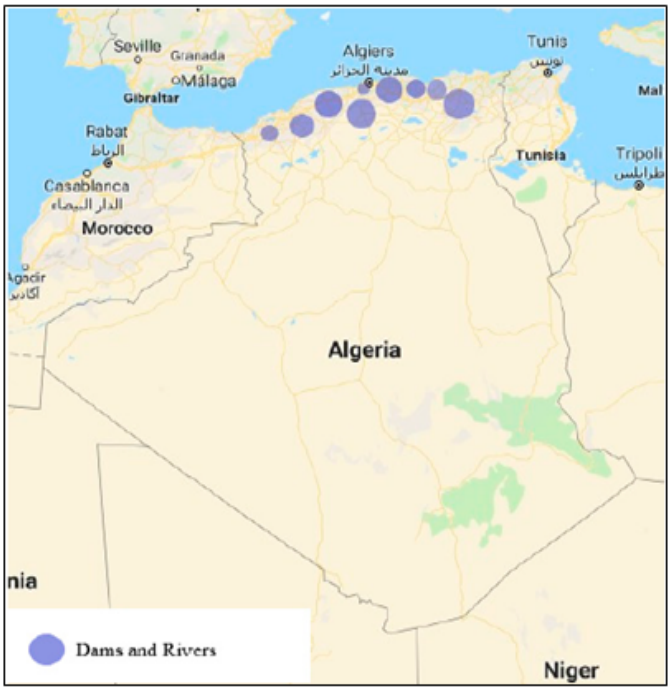


Figure I.13 Répartition des potentiels des barrages et des rivières en Algérie pour la production d'hydroélectricité [87].

1.6.3 Énergie éolienne en Algérie

La disponibilité des sources d'énergie éolienne en Algérie varie d'une zone à une autre en fonction de la topographie et du climat. Des études approfondies ont été menées pour examiner la faisabilité de développer l'énergie éolienne dans le sud-ouest du pays [74,80]

Ces recherches visent à évaluer les ressources éoliennes disponibles et à déterminer les possibilités de production d'énergie éolienne dans ces régions spécifiques de l'Algérie. A titre d'exemple, le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) fournit une étude complète du potentiel éolien dans le pays à partir de l'analyse de l'énergie éolienne à partir de 74 stations météorologiques. Par ailleurs, d'autres études ont été faites afin de mesurer la quantité et la vitesse du vent sur une durée de dix ans dans quatre sites du pays [81], de déterminer les emplacements optimaux des systèmes éoliens [82].

D'après les recherches effectuées, l'Algérie présente un important potentiel d'énergie éolienne dans diverses régions bénéficiant de conditions venteuses tout au long de l'année. Les vitesses du vent varient généralement entre 6 et 7 m/s. Cependant, il existe d'autres endroits avec des vitesses de vent élevées, tels que IN SALAH et ADRAR. Ces endroits ne conviennent cependant pas à l'installation de la production éolienne en raison de l'indisponibilité du réseau de transmission électrique. D'autre part, les températures extrêmes atteignant jusqu'à 50 °C, limitent l'installation dans les endroits désertiques du sud du pays. La Fig.I.14 illustre les vitesses du vent disponibles dans les différentes régions du pays [83,84]

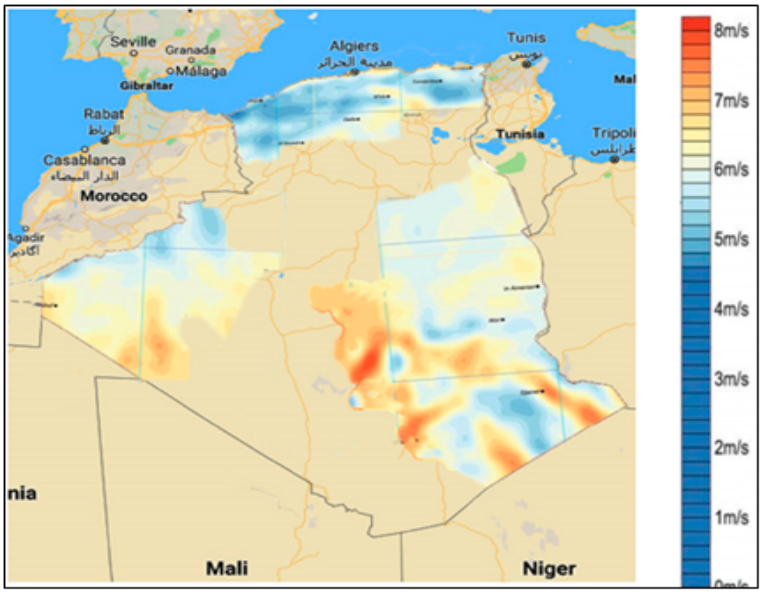


Figure I.14. Potentiel de vitesse du vent en Algérie[64].

I.6.4. Énergie géothermique en Algérie

Le grand nombre de sources chaudes [85] en Algérie dispose une opportunité prometteuse d'exploiter l'énergie géothermique afin de renforcer l'intégration des énergies renouvelables dans le pays. Plusieurs études ont été réalisées afin d'évaluer le potentiel des ressources géothermiques en Algérie, ce qui a permis de constituer une base de données recensant les sites géothermiques à basse température, y compris les sources d'eau chaude [86]. De plus, des recherches ont été attentes pour évaluer la production géothermique de l'électricité dans la région du centre-nord de l'Algérie [87,88]. La Fig.I.15 présente les sites géothermiques potentiels en Algérie, où de multiples sources chaudes sont trouvées d'est en ouest, principalement situées dans les régions montagneuses du pays. Les températures les plus élevées enregistrées étaient de 98 °C dans la zone orientale, 68 °C dans la zone occidentale et 80 °C dans la zone centrale. La zone sud présente quant à elle une température moyenne de 50 °C. La Fig.I.16 illustre la carte géothermique basée sur l'analyse de 41 échantillons de sources chaudes à travers le pays.

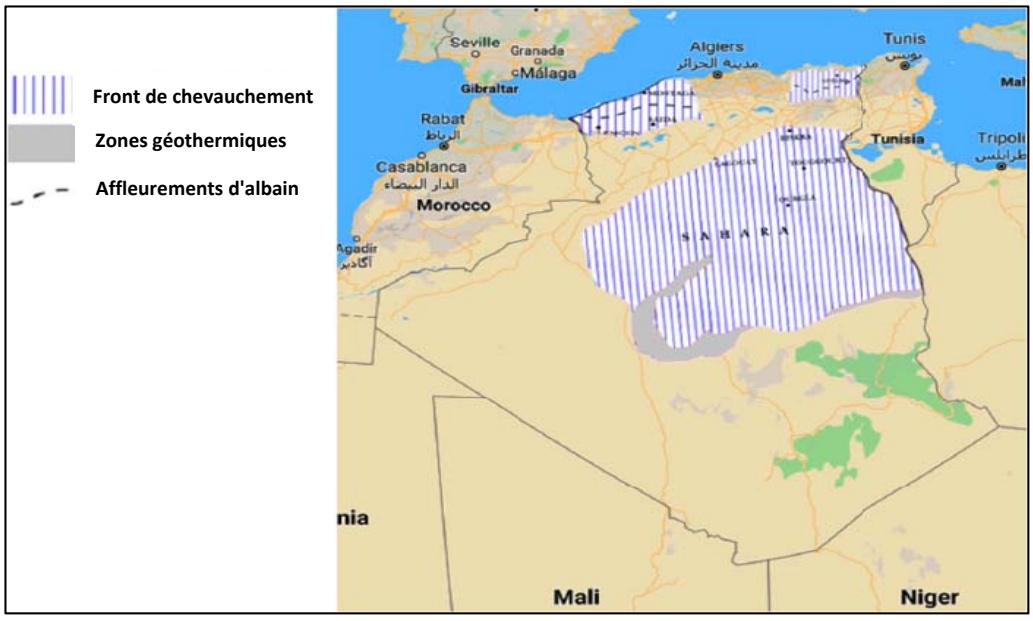


Figure I.15: Sites à potentiel géothermique en Algérie [86].

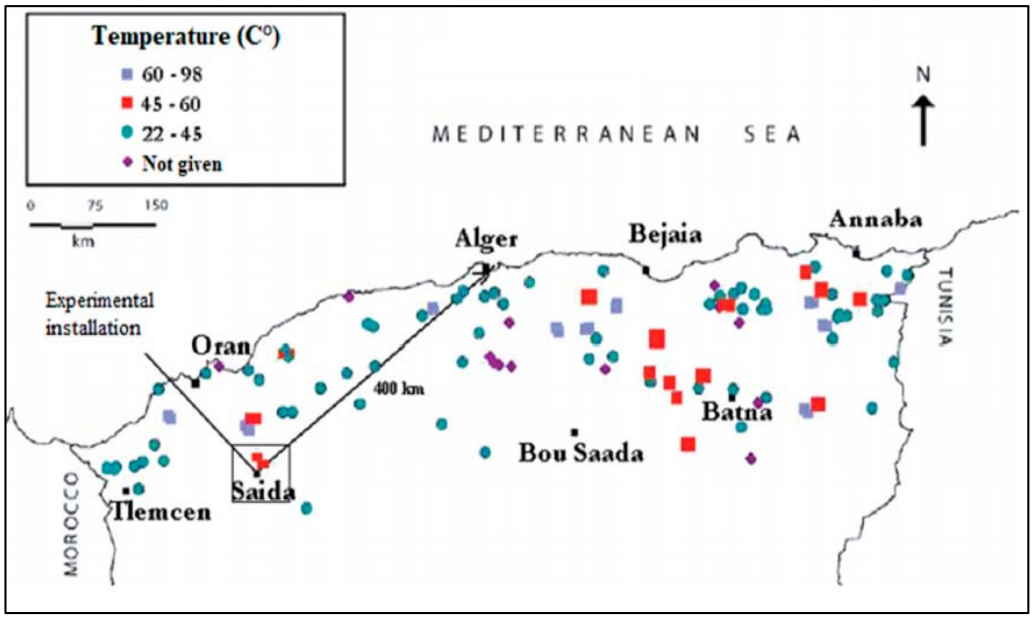


Figure I.16. Carte géothermique en Algérie [87].

I.7. Conclusion

Le développement continu des systèmes d'énergies renouvelables est motivé par plusieurs facteurs, notamment la crise économique mondiale, la croissance soutenue de la consommation énergétique et la volatilité des prix du pétrole. De plus en plus de pays, y compris l'Algérie, prennent conscience de l'importance de recourir aux énergies renouvelables comme moyen de lutter contre les changements climatiques. L'énergie solaire utilisée pour la production de l'électricité (modules photovoltaïques (PV)) est augmentée de manière constante en raison des facteurs suivants : 1) efficacité croissante des cellules solaires ; 2) amélioration de la technologie de fabrication ; 3) économies d'échelle ; et 4) facilité d'installation. Ces facteurs font partie des principaux sujets abordés dans les chapitres suivants, à savoir la modélisation et le contrôle des systèmes photovoltaïques.

Chapitre II

Description et modélisation des systèmes photovoltaïques

II.1. Introduction

Les sociétés industrialisées font face à une demande énergétique croissante, tandis que les pays en développement ont également un besoin grandissant d'énergie pour soutenir leur développement ce qui mène la production d'énergie constitue un grand challenge pour les années à venir. Actuellement, une proportion énergétique significative du monde est issue de sources fossiles. Cependant, l'utilisation de ces ressources entraîne des émissions de CO_2, contribuant ainsi à l'accentuation de la pollution. En outre, une préoccupation supplémentaire découle de la consommation excessive des ressources naturelles, qui épuise de manière désordonnée les réserves de ce type d'énergie, mettant ainsi en danger les générations futures. Il est donc impératif de repenser notre approche en matière de production d'énergie et de transition vers des sources plus durables et respectueuses de l'environnement. Ces dernières années, le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une croissance spectaculaire. À l'horizon de 20 à 30 ans, un système énergétique durable reposera essentiellement sur une utilisation rationnelle des sources traditionnelles combinée à une augmentation significative de l'utilisation des énergies renouvelables [15]. Actuellement, environ de 13 % de la demande énergétique totale assurée par ces ressources renouvelables, dont 10 % proviennent de l'hydraulique. La production décentralisée d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables offre une sécurité d'approvisionnement accrue pour les consommateurs, tout en préservant l'environnement [16, 17]. L'énergie solaire est une source d'énergie renouvelable, propre et abondante. Elle repose sur l'utilisation de la lumière du soleil pour générer de l'électricité. Ce chapitre est dédié à l'exposition des divers types de cellules photovoltaïques, en décrivant leur structure et leur mode de fonctionnement, ainsi que leur modélisation. De plus, nous examinons l'impact des conditions météorologiques, telles que l'éclairement et la température, sur le système photovoltaïque.

II.2. Production d'électricité à partir de l'énergie solaire

Le soleil représente une source d'énergie pratiquement illimitée, capable de couvrir notre consommation mondiale d'énergie. L'effet photovoltaïque, qui permet la conversion directe du rayonnement solaire en électricité, joue un rôle clé dans cette utilisation. Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport externe de combustible, et les générateurs eux-mêmes ne contiennent aucune pièce mobile, ce qui les rend pratiquement exempts d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents liés à l'exploitation et à la maintenance de ces sources d'énergie sont relativement bas. Cela les rend particulièrement adaptées aux zones rurales dispersées où la demande énergétique est relativement faible [14]. La production d'électricité à partir de l'énergie solaire repose sur l'utilisation de systèmes photovoltaïques ou de centrales solaires thermiques. Les deux méthodes permettent de produire de l'électricité, mais elles présentent des différences en termes d'applications, d'échelle et d'efficacité. Les systèmes photovoltaïques sont couramment utilisés dans les installations résidentielles et commerciales de petite à moyenne taille, tandis que les centrales solaires thermiques sont plus adaptées aux grandes installations de production d'électricité à grande échelle.

II.3. Rayonnement solaire

Chaque jour, une quantité considérable d'énergie parvient à atteindre la surface terrestre, même si celle-ci est située à une grande distance du soleil. Cette énergie provient du rayonnement électromagnétique émis par le soleil, qui se situe dans une plage de longueurs d'onde allant de 0,22 à 10 µm [18]. La répartition approximative de l'énergie associée à ce rayonnement solaire est la suivante :

- Environ 9 % se situe dans la plage des ultraviolets (inférieure à 0,4 μm).
- Environ 47 % se situe dans la plage visible du spectre électromagnétique (de 0,4 à 0,8 μm).
- Environ 44 % se situe dans la plage des infrarouges (supérieure à 0,8 µm).

Ces proportions représentent la répartition globale de l'énergie solaire qui parvient à la surface terrestre.

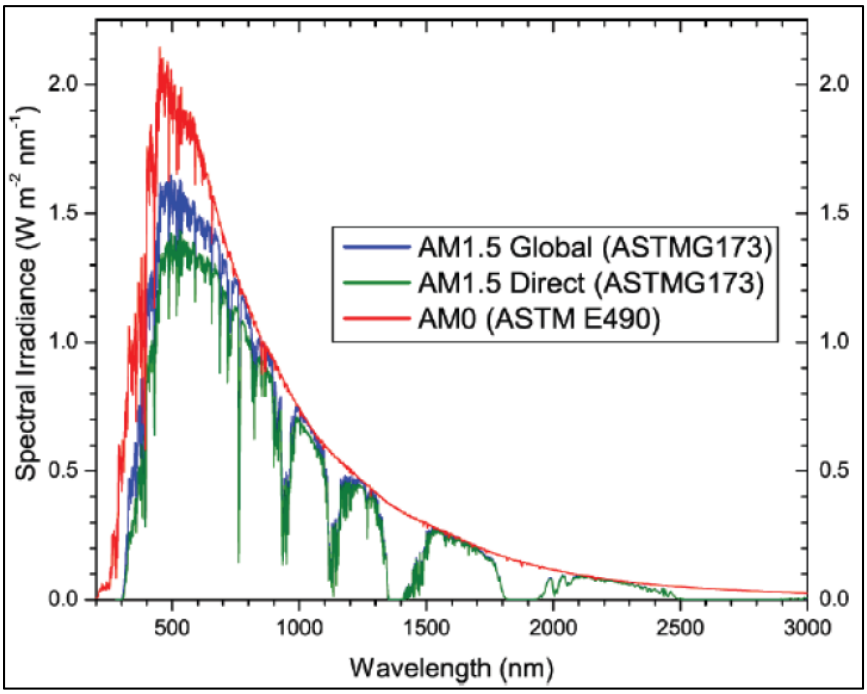


Figure II.1 : Reponce spectrale d'une cellule (PV)

♦ **Rayonnement solaire direct (DNI) :** quantité rayonnement interceptée sans entrave, en ligne directe depuis le soleil. Ces rayons solaires se déplacent parallèlement les uns aux autres. Ils produisent des ombres et peuvent être concentrés à l'aide de miroirs. La quantité de rayonnement solaire direct peut être mesurée à l'aide d'un instrument appelé Pyranomètre.

♦ **Rayonnement horizontale diffuse (DHI):** il est composé par des rayonnement diffusée par les constituants atmosphériques, tels que les nuages et la poussière. La diffusion est le phénomène qui divise un faisceau de umière parallèle en de multiples faisceaux se propageant dans toutes les directions. La quantité de rayonnement solaire diffus dépend donc principalement des conditions météorologiques.

♦ **Rayonnement solaire réfléchi :** il est également connu sous le nom d'albédo du sol, désigne le rayonnement qui est renvoyé par la surface du sol ou par des objets présents à sa surface. L'albédo joue un rôle essentiel lorsque le sol présente une forte capacité de réflexion, telle que l'eau ou la neige. Dans de telles situations, une proportion plus importante du rayonnement solaire est renvoyée dans l'atmosphère plutôt que d'être absorbée par le sol.

♦ **Rayonnement solaire global :** il représente la totalité des rayonnements solaires reçus, incluant à la fois le rayonnement direct, diffus ainsi que le rayonnement réfléchi par les objets présents à la surface du sol et réfléchi par le sol même. Il englobe l'ensemble du spectre

solaire. Le rayonnement solaire global peut être mesuré à l'aide d'un Pyranomètre ou d'un Solarimètre, sans l'utilisation d'un écran pour filtrer les rayonnements. Ces instruments permettent de quantifier la quantité totale d'énergie solaire atteignant une surface donnée.

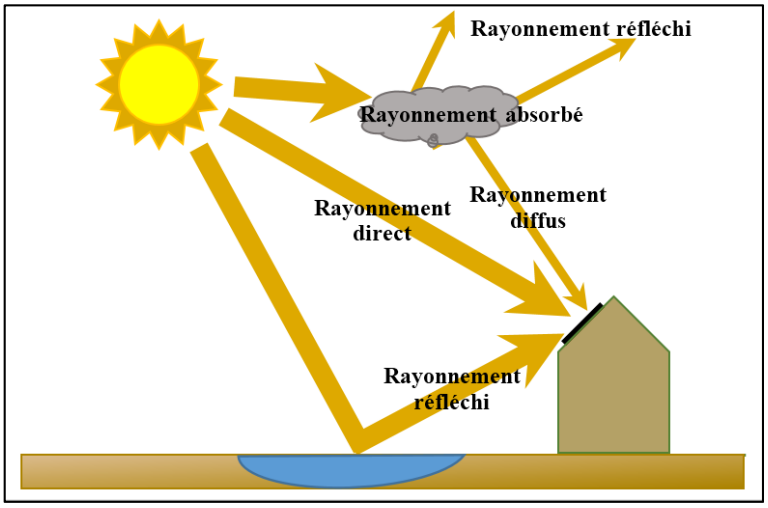


Figure II.2 : Rayonnement solaire reçus au sol

II.4. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène qui convertit la lumière, en énergie électrique en utilisant les cellules solaires [6]. Ces dernières, sont constituées de deux types de semi-conducteurs différents : un de type P et un de type N, qui sont reliés pour former une jonction P-N. Lorsque ces deux types de semi-conducteurs sont combinés, un champ électrique est créé au niveau de la jonction, ce qui entraîne le déplacement des électrons vers le côté P positif et des trous vers le côté N négatif. Ce champ provoque le déplacement des particules chargées négativement dans une direction et des particules chargées positivement dans l'autre direction [19].

II.5. Cellule solaire

II.5.1. Description

Une cellule solaire, également connue sous le nom de cellule photovoltaïque, est une composante électronique qui convertit la lumière du soleil en électricité utilisable. Elle est composée généralement de couches minces de matériaux semi-conducteurs, tels que le silicium. Lorsque la lumière solaire atteint la surface de la cellule solaire, les photons excitent les électrons dans le matériau semi-conducteur, générant ainsi un courant électrique. Ce courant est ensuite collecté par des électrodes formant une tension qui peut être utilisée pour alimenter des appareils électriques. La tension maximale obtenue aux bornes d'une cellule

solaire lorsque celle-ci n'est pas connectée à un circuit externe est appelée tension de circuit ouvert (V_{CO}). La valeur de la tension de circuit ouvert dépend du matériau et de la conception de la cellule solaire, ainsi que des conditions environnementales et particulièrement influencée par la température [20-21]. Le courant maximal qui peut être fourni par une cellule solaire lorsqu'elle est court-circuitée est appelé courant de court-circuit (I_{CC}). Cela signifie que les bornes de la cellule sont directement connectées sans aucune charge externe. Dans cette configuration, la tension aux bornes de la cellule est nulle car tout le courant est canalisé à travers le court-circuit. La valeur du courant de court-circuit dépend de l'intensité de l'éclairement solaire incident sur la cellule [20-21].

La tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit sont deux paramètres importants pour caractériser les performances d'une cellule solaire. Ils permettent de déterminer le point de fonctionnement optimal de la cellule solaire dans un circuit électrique, en fonction des conditions d'éclairement solaire et de charge externe.

II.5.2. Conversion photovoltaïque

Ce processus s'effectue en utilisant un matériau semi-conducteur qui produit et transporte des charges électriques positives et négatives lorsqu'il est exposé à la lumière. Ce matériau se compose de deux parties : une partie dopée de type N qui contient un excès d'électrons, et une partie dopée de type P qui présente un déficit en électrons.

Lorsque la partie dopée de type N entre en contact avec la partie dopée de type P, les électrons en excès dans la zone N se diffusent vers la zone P. En conséquence, la zone N devient chargée positivement et la zone P devient chargée négativement. Cela crée un champ électrique entre les deux zones qui a pour effet de repousser les électrons vers la zone N et les trous (manques d'électrons) vers la zone P.

Lorsque la jonction est exposée à la lumière, les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite du matériau transmettent leur énergie aux atomes. Chaque photon permet à un électron de passer de la bande de valence à la bande de conduction, créant un trou capable de se déplacer. Cela génère ainsi des paires électron-trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N se déplacent vers les trous de la zone P à travers la connexion externe, créant une différence de potentiel. C'est ainsi que le courant électrique circule.

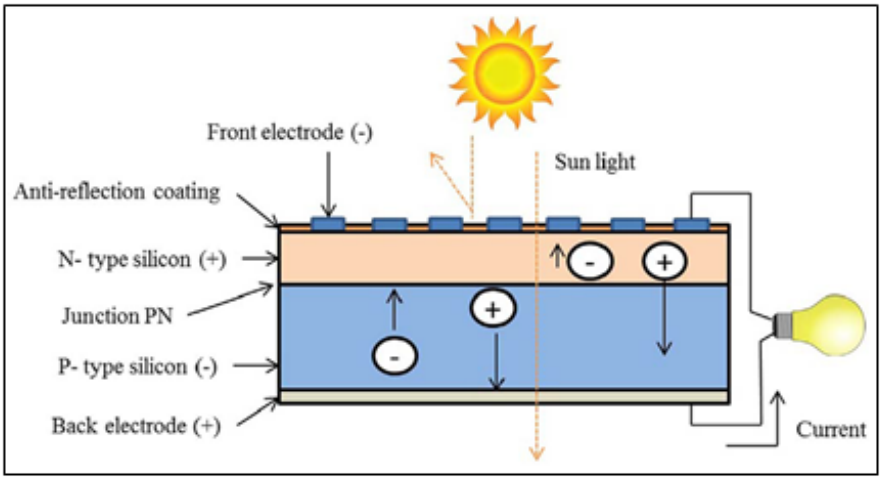


Figure II.3 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaiique

II.6. Performances du générateur photovoltaïque

La cellule solaire constitue l'élément de base d'un système photovoltaïque (PV), adoptant généralement une forme ronde ou carrée. Chaque cellule individuelle produit une puissance électrique très faible (1 à 3 W) et une tension qui peut varier entre 0.3 V et 0.8V. Un module solaire est formé par un ensemble des cellules, tandis qu'un groupe de modules sont regroupés pour former un panneau solaire. En interconnectant les modules les uns aux autres, en série ou en parallèle, on obtient un champ photovoltaïque qui permet d'obtenir une puissance plus élevée. Le panneau solaire, une fois connecté au récepteur, fonctionne en suivant la trajectoire du soleil, ce qui signifie que la puissance électrique fournie au récepteur dépend de l'intensité de l'ensoleillement. En plus du panneau solaire, le système comprend divers éléments tels que des dispositifs de protection, un système de stockage (batterie), des régulateurs de contrôle et des appareilles de mesure, ainsi qu'un onduleur [23]. Ces composants complémentaires contribuent à optimiser et à sécuriser le fonctionnement du système.

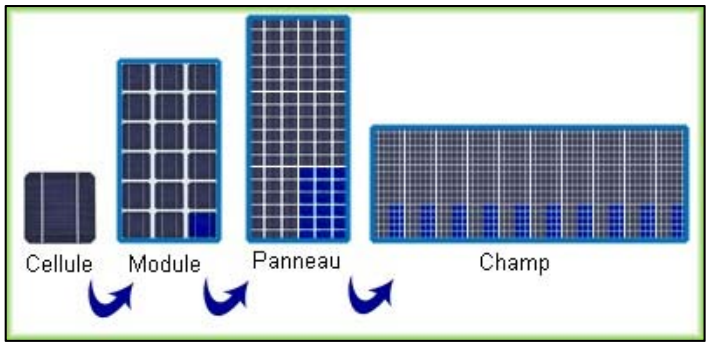


Figure II.4 : Cellule, module et panneau photovoltaïque

II.6.1. Modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque est constitué d'un agencement de cellules solaires élémentaires interconnectées pour former des chaînes utilisables. Il remplit deux fonctions principales :

1. La première fonction consiste à associer les cellules afin d'obtenir des caractéristiques courant-tension adaptées à l'utilisation. En effet, lorsque les modules connectés en série, leur tension de fonctionnement est augmentée et lorsqu'ils sont connectés en parallèle leur courant électrique est augmenté.

2. La deuxième fonction consiste à assurer la protection contre les éléments atmosphériques externes. L'ensemble de cellules est enveloppé par un matériau plastique (E.V.A. éthylène vinyle acétate), qui les préserve des dommages causés par les rayons UV et l'humidité. Ensuite, le module est solidement fixé à l'intérieur d'un cadre métallique rigide, lui procurant ainsi une robustesse mécanique exceptionnelle.

Par cette structure, les modules photovoltaïques sont capables de combiner efficacement les cellules, d'optimiser leurs performances électriques et de les protéger contre les conditions environnementales défavorables, assurant ainsi leur durabilité et leur fiabilité.

II.6.2. Panneau photovoltaïque

Le terme "générateur photovoltaïque" est utilisé de manière interchangeable pour désigner soit un module photovoltaïque, soit un panneau photovoltaïque, en fonction du contexte. Cependant, il peut également englober l'ensemble du système photovoltaïque. Le terme "générateur photovoltaïque" sera spécifiquement utilisé pour se référer à un module ou un panneau photovoltaïque dans la suite de ce chapitre.

Lorsque les cellules photovoltaïques sont connectées en série, l'objectif est d'augmenter la tension. La tension résultante est la somme des tensions de chaque cellule. En revanche, lorsqu'elles sont connectées en parallèle, le courant total augmente, tandis que la tension reste constante.

Cette combinaison en série ou en parallèle des modules photovoltaïques permet d'optimiser les caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque en fonction des besoins spécifiques de l'application. Ainsi, en ajustant la configuration des connexions, on peut augmenter la tension de sortie pour certains cas ou augmenter le courant pour d'autres, en fonction des exigences du système.

Figure II.5 : Panneau photovoltaïque

II.7. Fabrication des cellules photovoltaïques

Les cellules solaires sont disponibles dans différents types, principalement réalisés à base de silicium, qui est le semi-conducteur le plus largement utilisé dans leur fabrication [24]. Ces cellules se distinguent par leurs rendements et leurs coûts, ce qui les rend variées et adaptées à différents besoins et budgets.

II.7.1. Cellules monocristallines

Comme le montre la Fig.II.6.a , ces types de cellules proviennent d'un monocristal de silicium et ont une texture assez lisse. Bien qu'elles soient les plus efficaces des cellules PV, les cellules monocristallines sont également les plus coûteuses à fabriquer.

II.7.2. Cellules polycristallines

Comme leur nom l'indique, les cellules polycristallines sont constituées de plusieurs cristaux combinés. Comme le montre la Fig.II.6.b, elles sont découpées dans un bloc de silicium. Bien que les panneaux solaires PV fabriqués à partir de cellules polycristallines sont moins efficaces que les cellules monocristallines, ils sont moins coûteux

II.7.3. Cellules amorphes

Comme le montre la Fig.II.6.c, les cellules amorphes sont fabriquées en déposant un film mince de silicium non cristallin (c'est-à-dire amorphe) sur différentes surfaces. Les cellules amorphes fournissent le type de panneaux solaires photovoltaïques le moins efficace, mais elles sont également les moins chères à produire et à utiliser. Ont la particularité de rendre les panneaux PV flexibles.

a-Cellule PV monocristalline b- Cellule PV polycristalline c- Cellule PV (amorphe)

Figure II.6 : Principaux types de cellules

II.8. Système photovoltaïque

Dans les années cinquante, les cellules photovoltaïques étaient principalement utilisées pour alimenter les systèmes énergétiques des satellites. Au début des années soixante-dix, les premières applications sur Terre ont été émergées. Aujourd'hui, dû à sa fiabilité éprouvée, l'énergie photovoltaïque occupe une place prépondérante. Selon les besoins spécifiques, les systèmes photovoltaïques les plus couramment utilisés se répartissent en trois catégories : autonome, raccordé au réseau et hybride [25].

Les systèmes autonomes sont conçus pour fonctionner de manière indépendante, sans connexion au réseau électrique public. Ils sont utilisés dans des endroits éloignés ou isolés où l'accès à l'électricité conventionnelle est limité. Ces systèmes utilisent généralement des batteries pour stocker l'énergie produite par les panneaux solaires.

Les systèmes raccordés au réseau, quant à eux, sont directement connectés au réseau électrique public. L'électricité produite par les panneaux solaires est injectée dans le réseau, ce qui permet de bénéficier d'une compensation ou d'une vente de l'énergie excédentaire. Ces systèmes sont couramment utilisés dans les zones où le réseau électrique est disponible et offrent une option pour réduire la dépendance aux énergies fossiles.

Les systèmes hybrides combinent l'énergie solaire avec d'autres sources d'énergie, telles que l'éolien ou les générateurs diesel. Cela permet une production d'énergie plus stable et fiable, en exploitant les avantages de différentes sources selon les conditions environnementales et les besoins énergétiques.

Ces différentes configurations de systèmes photovoltaïques offrent des options flexibles pour répondre aux besoins énergétiques spécifiques, que ce soit pour des applications autonomes, une intégration au réseau électrique ou une combinaison de sources d'énergie.

II.8.1. Système photovoltaïque autonome

Un système photovoltaïque autonome typique comprend un générateur photovoltaïque, une batterie de stockage, un convertisseur DC/DC, un régulateur de charge, un onduleur, des charges en courant alternatif (AC) et/ou courant continu (DC) et une charge d'amortissement, comme illustré dans la Fig.II.7.

Le générateur photovoltaïque est généralement constitué d'un réseau de modules photovoltaïques comprenant plusieurs cellules solaires. La batterie de stockage permet de stocker l'énergie produite par le générateur photovoltaïque lorsque sa puissance excède la demande des charges requises, et de la restituer lorsque la production du générateur photovoltaïque est insuffisante.

Les demandes de charge dans un système photovoltaïque autonome peuvent être de différents types, en courant continu (DC) et/ou en courant alternatif (AC). L'unité de conditionnement d'énergie agit comme une interface entre tous les composants du système photovoltaïque, assurant le contrôle et la protection du système. Les composants couramment utilisés dans l'unité de conditionnement d'énergie sont l'onduleur, le convertisseur DC/DC et le régulateur de charge [89].

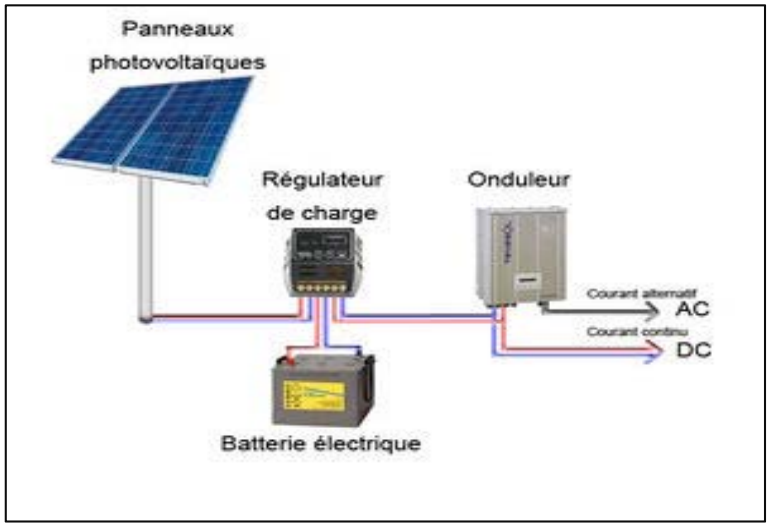


Figure II.7. Système photovoltaïque autonome [90].

De plus, une charge d'amortissement est nécessaire pour absorber l'excès d'énergie produite lorsque la production du générateur photovoltaïque dépasse la demande des charges et que les batteries de stockage sont entièrement chargées simultanément.

Les exemples suivants représentent quelques types de systèmes autonomes :

- ✓ Systèmes de pompage solaire
- ✓ Bouées en mer.
- ✓ Éclairage public.
- ✓ Maisons situées dans des zones isolées, hors réseau électrique.

Ces exemples illustrent comment les systèmes photovoltaïques autonomes sont utilisés dans diverses applications pour répondre aux besoins énergétiques dans des endroits éloignés ou sans accès à l'électricité conventionnelle.

II.8.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau électrique sans batteries est considéré comme l'installation solaire la plus simple et économique. Il ne nécessite pas de batteries, ce qui le rend plus rentable, nécessitant moins d'entretien et d'investissement que les systèmes autonomes. Il est important de noter que dans un système d'énergie solaire raccordé au réseau, l'énergie solaire produite en excès par le système photovoltaïque est directement réinjectée dans le réseau électrique, en fonction des conditions d'ensoleillement, pendant les journées ensoleillées. Dans le réseau, les systèmes photovoltaïques raccordés sont soumis aux conditions d'ensoleillement ainsi qu'à la demande effective en électricité [91, 92].

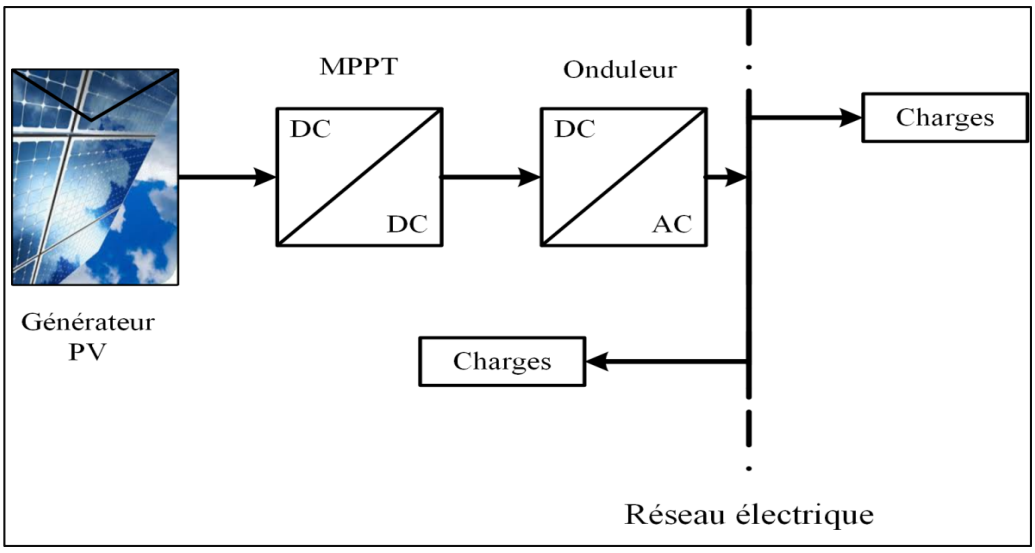


Figure II.8. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Ces systèmes sont composés de panneaux photovoltaïques qui sont connectés au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur DC-AC équipé d'un contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking). Ils incluent également un régulateur permanent de la puissance injectée, agissant en tant qu'interface bidirectionnelle entre les circuits de sortie AC du système photovoltaïque et le réseau électrique principal, ainsi que les charges DC et AC. Un système de contrôle est également mis en place pour garantir le bon fonctionnement de l'ensemble (voir Figure II.8) [92].

II.8.3. Système photovoltaïque hybride

Il existe des systèmes intégrant différents types d'énergies telles que la une centrale de cogénération ou un générateur diesel, l'éolienne. Ces systèmes sont utilisés lorsque l'énergie solaire photovoltaïque seule ne peut pas répondre à tous les besoins énergétiques. La Fig. ci-dessous présente un exemple de ce type de système.

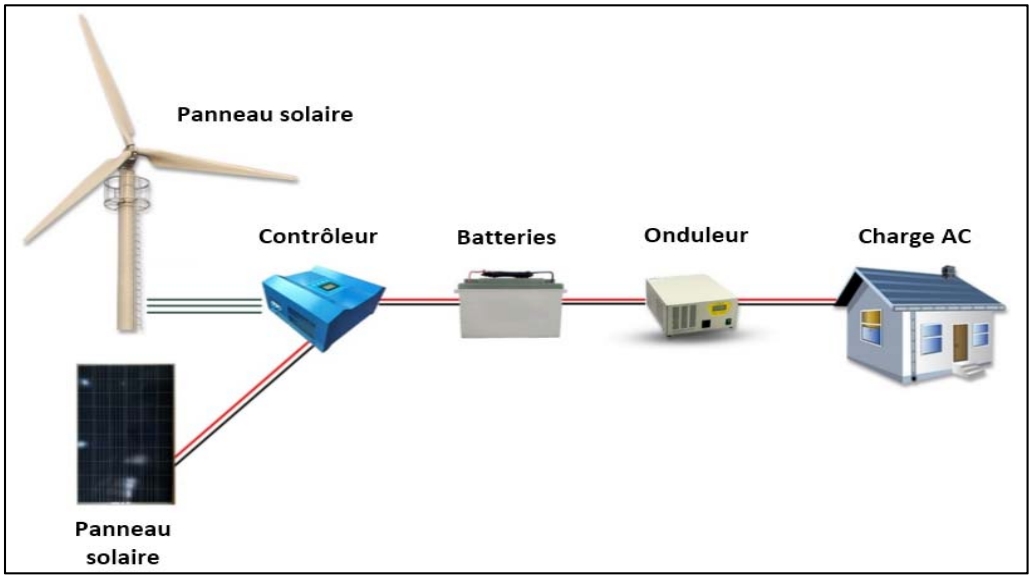


Figure II.9. Système hybride PV-Eolien

II.9. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Afin d'analyser le comportement électrique d'une cellule solaire, un modèle électrique équivalent est utilisé. Dans ce modèle, une cellule solaire idéale peut être représentée par une source de courant en parallèle avec une diode. Cependant, dans la réalité, une cellule solaire n'est pas idéale, c'est pourquoi on ajoute un élément de résistance shunt et une résistance série au modèle [52].

Dans cette section, nous présenterons quelques modèles de cellules solaires existants dans l'industrie. Ensuite, Ensuite, nous aborderons les adaptations effectuées sur ces modèles afin de décrire la relation entre le courant et la tension d'un générateur photovoltaïque.

II.9.1. Cellule idéale

Dans un scénario idéal, la cellule d'une jonction PN, lorsqu'elle est connectée à une charge et exposée à un éclairement photovoltaïque, elle peut être représentée par une source de courant I_{ph} en parallèle avec une diode (Fig.II.10) [28].

Les équations suivantes sont utilisées dans ce modèle:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \tag{II.1}$$

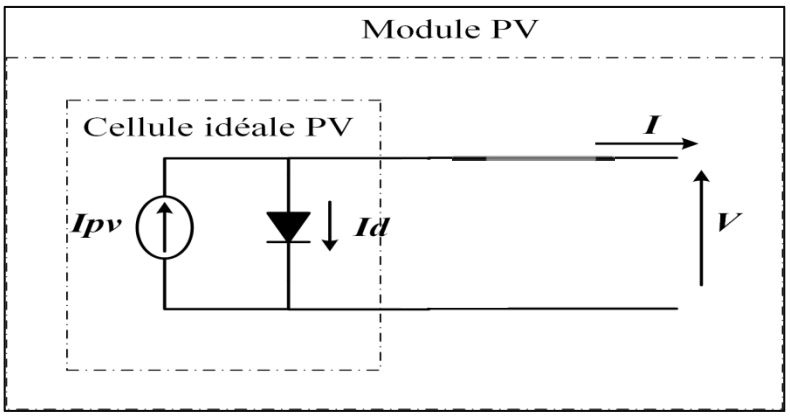


Figure II.10. Schéma équivalant d'une cellule idéale

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{S}{S_{ref}} \tag{II.2}$$

S : L'éclairement absorbé par la cellule

S_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/ m^2)

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{II.3}$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

$$V_t = \frac{NKT}{q}$$

(II.4)

II.9.2.cellule réelle

La Fig.II.11 illustre le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle qui tient compte des effets indésirables de résistance liés à sa fabrication.

Dans ce schéma équivalent, on retrouve une diode (D) représentant la jonction de la cellule photovoltaïque. Une source de courant (I_{pv}) est utilisée pour caractériser le photocourant généré. On inclut également une résistance série (R_s) qui représente les pertes dues à l'effet Joule, ainsi qu'une résistance shunt (R_p) qui, en général, présente une valeur beaucoup plus élevée que R_s [29].

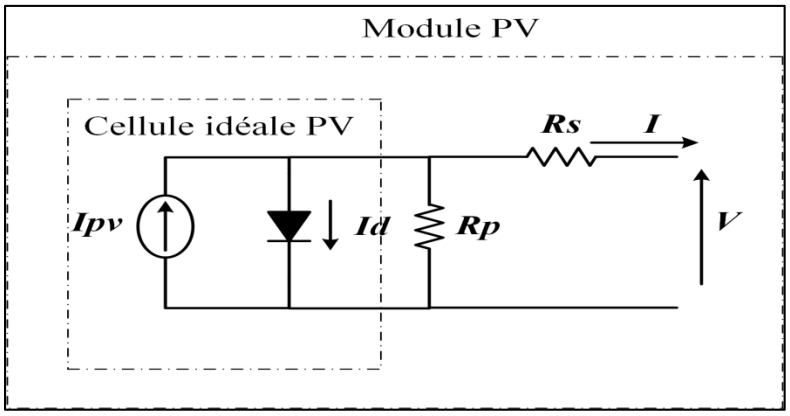


Figure II.11. Modèle à une seule diode de la cellule photovoltaïque et le circuit équivalent d'un module photovoltaïque réel, y compris les résistances série et parallèle. [50].

L'équation caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule photovoltaïque idéale est la suivante :

$$I = I_{pv,cel} - \underbrace{I_{0,cel}\left[\exp\left(\frac{qv}{akT}\right) - 1\right]}_{I_d} \qquad \text{(II.5)}$$

où : $I_{pv,cel}$ est le courant généré par la lumière incidente (il est directement proportionnelle au rayonnement solaire), I_d est l'équation de la diode de Shockley, $I_{0,cel}$ est le courant de fuite de la diode, q est la charge électrique (1.60217646×10^{-19} C), k est la

constante de Boltzmann (1.3806503×10−23 J/K), T en Kelvin est la température de la jonction p-n, et a est le facteur d'idéalité de la diode.[50]

Étant donné que chaque cellule individuelle ne produit qu'environ 0,5 V, il ne peut pas trouver une application où une seule cellule serait adéquate. Le module photovoltaïque est l'unité de base utilisée dans les applications solaires. Il est composé d'un ensemble de cellules reliées en série et intégrées dans des structures conçues pour résister aux intempéries. Un module typique contient 36 cellules connectées en série, et il est souvent appelé "module 12 V", bien qu'il puisse fournir de hautes tensions lors lorsqu'il est fortement exposé à la lumière du soleil.

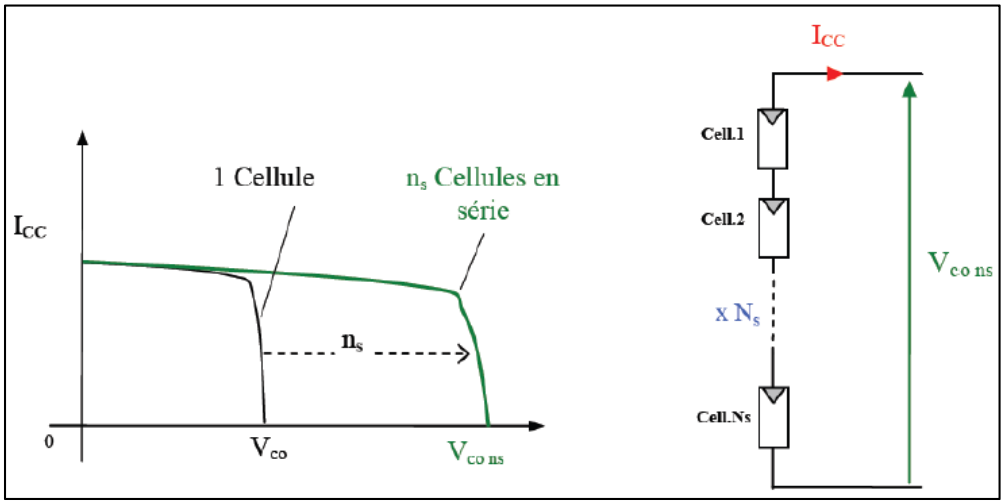


Figure II.12. Caractéristique résultante d'un groupement de n_s cellules en série

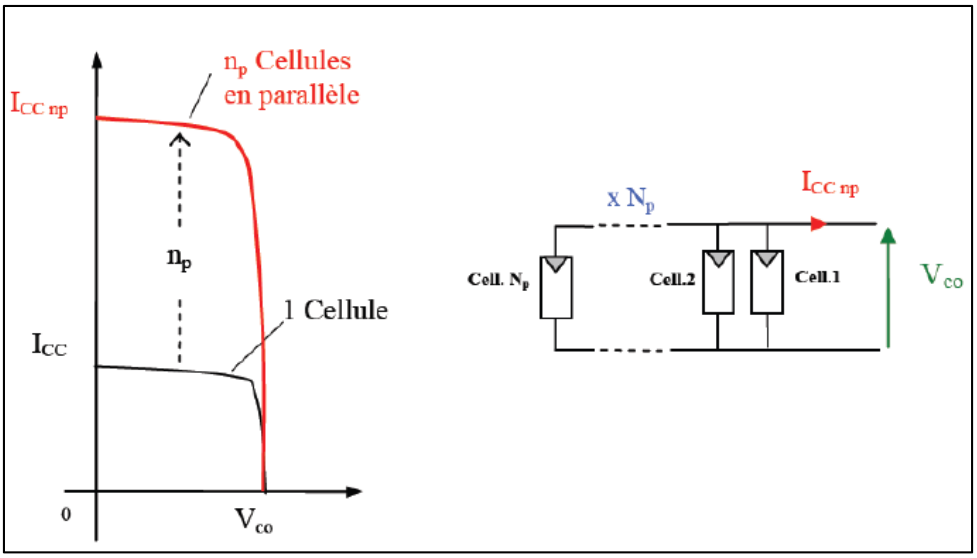


Figure II.13. Caractéristique résultante d'un groupement de n_p cellules en parallèle.

Un module PV est composé de plusieurs cellules PV connectées en série (Fig. II.12), en parallèle (Fig. II.13), ou en série-parallèle (Fig. II.14).

Pour qu'un réseau fonctionne bien, tous les modules ne doivent pas être à l'ombre, sinon il se comportera comme une charge, ce qui entraînera une chaleur susceptible de causer des dommages. Des diodes de dérivation sont généralement utilisées pour éviter les dommages, mais elles entraînent une augmentation supplémentaire du coût. L'intégration de diodes de dérivation dans certains modules de grande taille pendant la fabrication n'est pas rare et réduit le câblage supplémentaire nécessaire. Il faut cependant souligner qu'il devient très difficile de remplacer la diode en cas de défaillance.

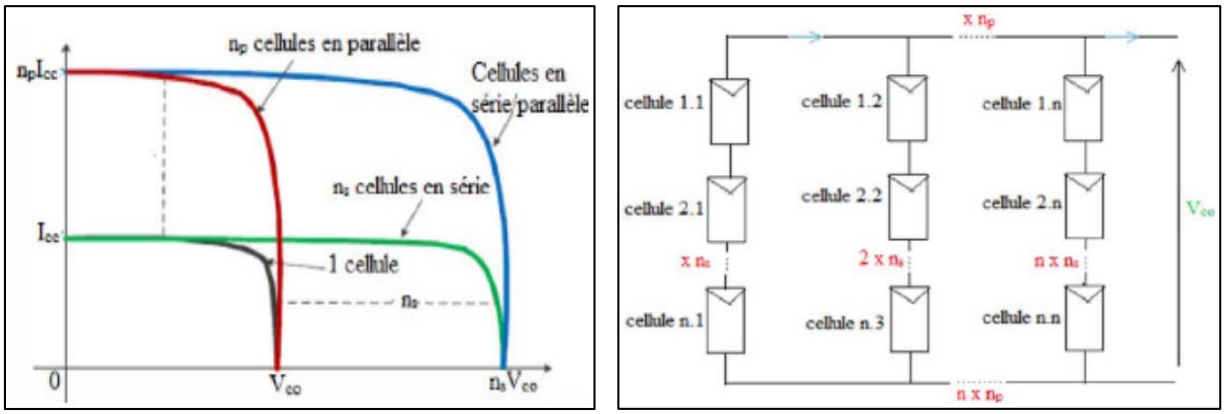


Figure II.14 : Caractéristique d'un assemblage série/parallèle de n_s et n_p cellules PV identiques

La Fig. II.11 représente le schéma du modèle d'une seule diode qui est décrit par l'équation (II.6) :

$$I = I_{pv} - \underbrace{I_0\left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1\right]}_{I_d} - \frac{V + R_s I}{R_p}$$

(II.6)

La connexion des cellules en parallèle permet d'augmenter le courant photovoltaïque (PV), tandis que la connexion des cellules en série permet d'obtenir une tension de sortie plus élevée du module photovoltaïque (PV)[50].

Le courant produit par la cellule solaire photovoltaïque (PV) varie de manière linéaire en fonction d'éclairement, et influencé par la température, tel que donnée par l'équation (II.7).

$$I_{pv} = \left(I_{pv,n} + K_I \Delta_T\right) \frac{S}{S_n} \tag{II.7}$$

où $I_{pv,n}$ est le courant photovoltaïque généré dans les conditions climatique T=25ºC et S=1000 W/m^2, $\Delta_T = T - T_n$(et), T la température réelle et T_n la température nominales en ^{0}K, S est l'irradiation sur la surface du système en W/m^2, et S_n l'irradiation nominale, K_I le coefficient de température du courant de court-circuit. Le courant de saturation de la diode I_o qui dépend de la température est donné comme suit:[50]

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T}\right)^3 . \exp\left[\frac{qE_g}{ak}\left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right] \tag{II.8}$$

où $E_g = 1.12eV$ l'énergie de la bande interdite du semi conducteur à 25 ºC, ou encore $I_{0,n}$ est donné l'équation (II.9), comme suit :

$$I_{0,n} = \frac{I_{cc,n}}{\exp\left(\frac{V_{co,n}}{a V_{t,n}}\right)} \tag{II.9}$$

où $V_{t,n}$ est la tension thermique nominale. I_0 dépend de la densité du courant de saturation du semi-conducteur (J_0, généralement donnée en [A / cm^2]) et sur la surface efficace des cellules. La densité J_0 dépend des caractéristiques intrinsèques de la cellule, qui sont déterminées par de paramètres physiques. Afin de rendre (II.9) cohérente avec les données expérimentales sur une vaste gamme de température, des modifications peuvent être apportées.

Il est important de noter que les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques commerciaux sont généralement déterminées par des tests et des mesures expérimentales, plutôt que par des modèles théoriques basés sur des paramètres intrinsèques spécifiques à chaque cellule. Ainsi, des ajustements peuvent être effectués sur l'équation (II.9) pour mieux correspondre aux données empiriques observées. Ces ajustements tiennent compte de l'effet de la température sur la tension en circuit ouvert du modèle, afin de mieux aligner les résultats théoriques avec les résultats expérimentaux obtenus sur une large plage de températures.

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta_T}{\exp(V_{co,n} + K_v \Delta_T / aV_t)} \tag{II.10}$$

L'équation (II.10) est une modification de l'équation (II.9) qui inclut le coefficient du courant K_I et le coefficient de la tension K_v Ces coefficients permettent de prendre en compte la variation du courant de saturation en fonction de la température. L'équation propose une approche alternative pour décrire la dépendance de I_0 avec la température, en utilisant des coefficients de température et de tension déterminés expérimentalement. Cette modification abrégé le modèle et réduit l'erreur près de la tension en circuit ouvert, ainsi que dans d'autres régions de la caractéristique I-V.

Dans un champ photovoltaïque pratique, les modules PV sont connectés en série et en parallèle, formant ainsi un générateur photovoltaïque. Par conséquent, un seul module PV (comme décrit par l'équation (II.6)) devrait être représenté par l'équation (II.11) pour modéliser un générateur photovoltaïque (champ PV)) [50]. Cette formulation tient compte de la configuration série-parallèle des modules et permet de décrire de manière plus précise le comportement global du générateur photovoltaïque.

$$I_0 = N_{pp} I_{pv} - N_{pp} I_0 \left[\exp\left(\frac{N_{ss} V + I R_s (N_{ss} / N_{pp})}{V_t a N_{ss}} \right) - 1 \right] - \frac{N_{ss} V + I R_s (N_{ss} / N_{pp})}{R_p (N_{ss} / N_{pp})} \tag{II.11}$$

Où N_{ss} : modules PV en série et N_{pp} : modules PV en parallèle.

Tous les paramètres requis pour l'équation (II.11) du champ PV sont obtenus à partir de la fiche technique du fabricant. Les valeurs manquantes de N_{ss} et N_{pp} peuvent être déterminées à l'aide des algorithmes[49]. Ces algorithmes permettent d'identifier les valeurs appropriées pour N_{ss} et N_{pp} en fonction des spécifications du système et des performances attendues. Ainsi, en utilisant les données fournies par le fabricant et en appliquant l'algorithme, on peut obtenir les valeurs nécessaires pour une modélisation précise du générateur photovoltaïque dans l'équation (II.11).

II.10. Simulation d'un générateur photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque (PV) se caractérise par une relation courant-tension non linéaire, où le point de puissance maximale (PPM) varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température. Ainsi, Le panneau (PV) peut fonctionner à différents points entre les extrêmes représentés par le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert. Le module spécifique mentionné est composé de 72 cellules monocristallines connectées en série (Ns=72). Il convient de souligner que ces paramètres sont fournis pour les conditions de référence. c'est-à-dire un niveau d'éclairement standard $S_{ref} = 1000\,\mathrm{W/m^2}$ et une température spécifique $T_{ref} = 25°C$.

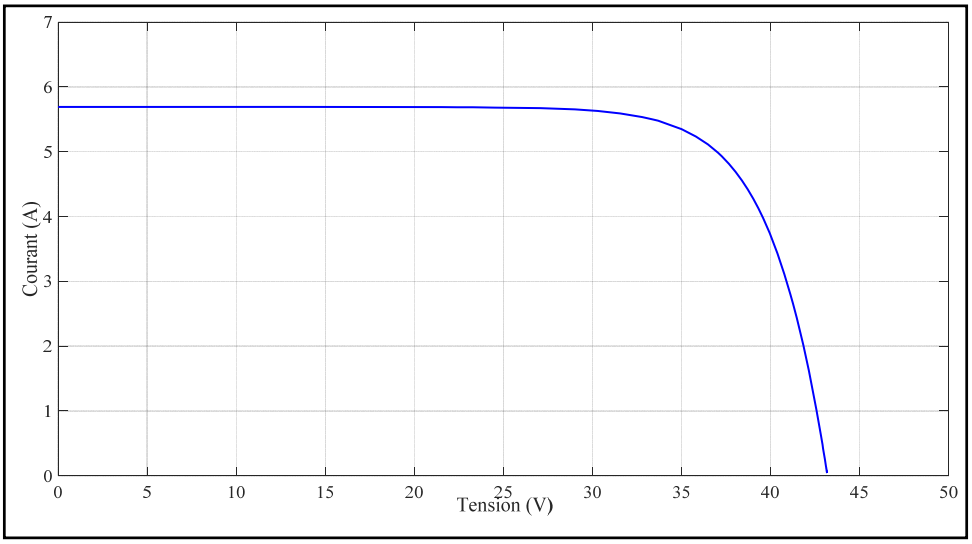


Figure II.15 : Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

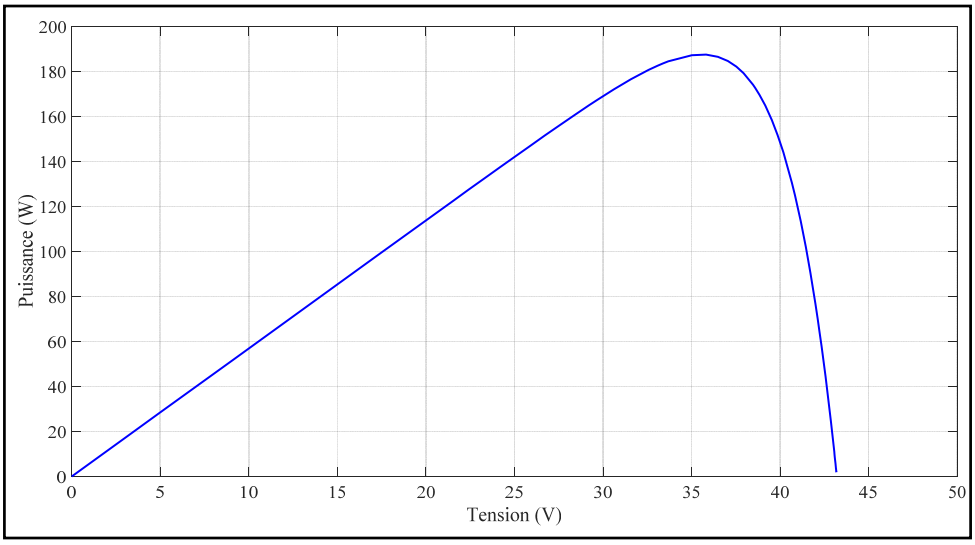


Figure II.16. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

II.10.1. Influence des conditions climatiques sur les systèmes PV

II.10.1.1 Effet de la température

Pour permettre le fonctionnement du panneau solaire, il est essentiel de l'exposée au rayonnement solaire. Cette exposition entraîne une augmentation de la température, ce qui impacte les différentes caractéristiques de la cellule [20]. Dans notre étude, nous maintenons un ensoleillement constant de 1000 W/m^2, mais nous avons modifié la température de 25°C à 75°C. Les graphiques ci-dessous illustrent les résultats obtenus pour ces différentes températures :

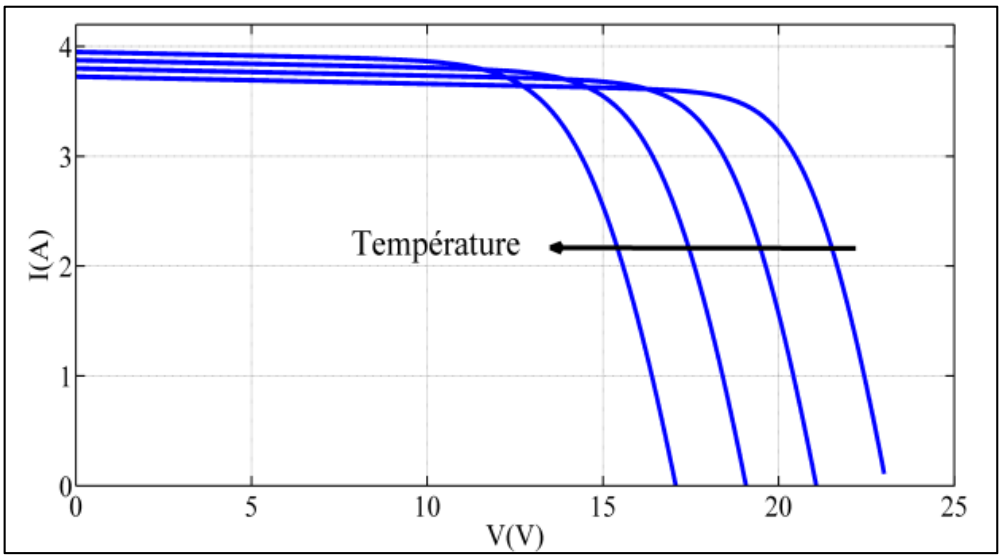


Figure II.17 : Effet de la température sur le courant du générateur photovoltaïque

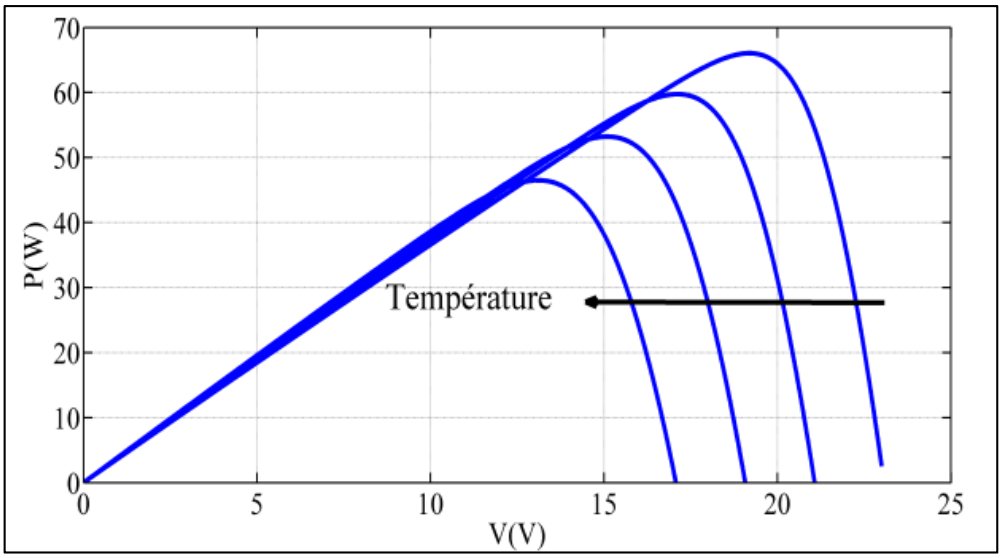


Figure II.18 : Effet de la température sur la puissance du générateur photovoltaïque

Il est observé que l'élévation de la température entraîne une réduction de la tension et de la puissance générées par le générateur photovoltaïque.

II.10.1.2. Influence de l'éclairement

Nous maintenons une température constante de T=25°C et faisons varier l'éclairement *S* de 250 W/m2 à 1000 W/m2. Les résultats obtenus sont représentés dans les Figs suivantes:

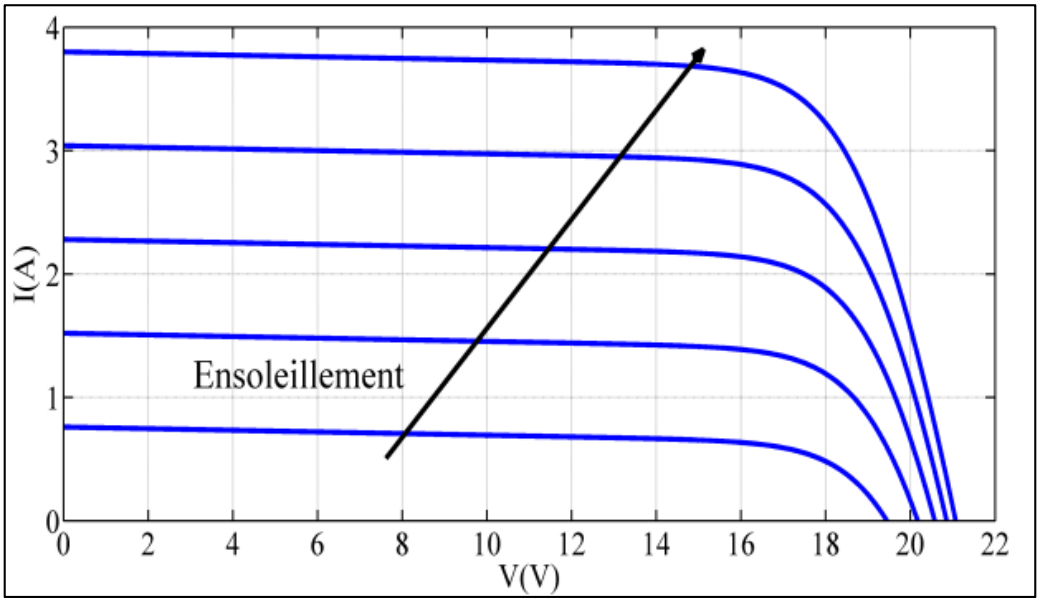


Figure II.19. Effet de l'éclairement sur le courant du générateur Photovoltaïque

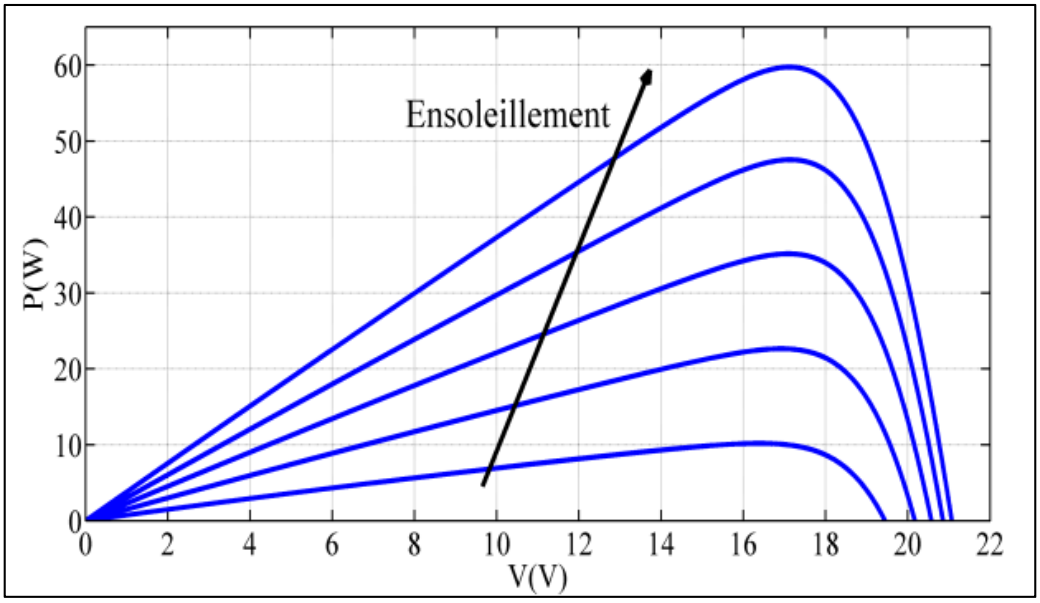


Figure II.20. Effet de l'éclairement sur la puissance du générateur photovoltaïque

II.11. Étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et une charge

Lorsque les générateurs photovoltaïques sont directement connectés à une charge, il peut y avoir une grande différence entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge.

Afin d'optimiser le transfert de la puissance disponible aux bornes du panneau PV vers la charge, on utilise généralement un étage d'adaptation entre les deux éléments, comme illustré dans la Fig.II.21. Cet étage joue le rôle d'interface et assure, grâce à un mécanisme de commande, l'extraction de la puissance maximale du générateur.

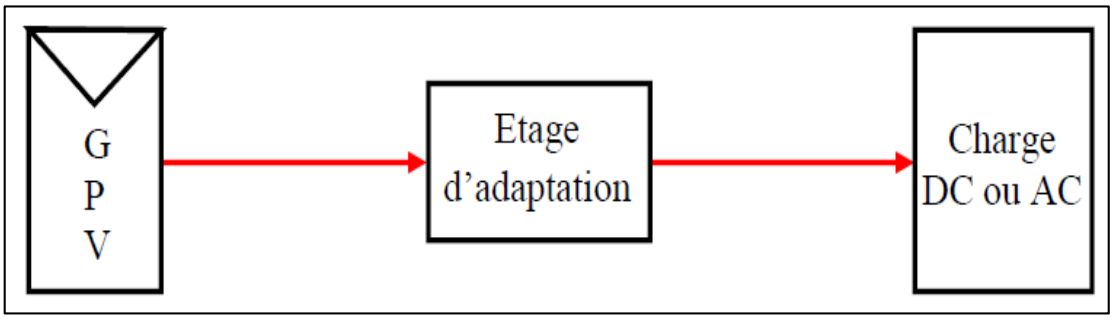


Figure II.21 : Etage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et une charge

A l'aide d'une commande spécifique, l'étage d'adaptation permet au générateur photovoltaïque de fournir sa puissance maximale donnée par : $P_{\max} = V_{ref}.I_{ref}$, Avec V_{ref} les tensions référentielles optimales et I_{ref} les courants optimaux du panneau, en se basant sur la caractéristique I-V.

Pour maximiser le fonctionnement optimal du panneau photovoltaïque, il est courant d'utiliser un convertisseur statique qui agit en tant qu'adaptateur entre la source (générateur PV) et la charge. Le convertisseur DC-DC permet de faire fonctionner les panneaux à leur point de puissance maximale, indépendamment du niveau d'éclairement et de la charge. Ainsi, quelles que soient les conditions, le panneau photovoltaïque est maintenu à son point de puissance maximale pour un rendement optimal.

II.11.1. Convertisseurs DC-DC de type hacheurs

Un hacheur est un type de convertisseur DC-DC, permet de réguler et de contrôler efficacement une tension continue à partir d'une autre source de tension continue variable.

Il existe différents types de convertisseurs de tension en fonction du type de hacheur utilisé [32].

✓ Élévateur de tension "Boost" ou hacheur survolteur : Ce type de hacheur permet d'augmenter la tension de sortie par rapport à la tension d'entrée.

✓ A baisseur de tension "Buck" ou hacheur dévolteur : Ce type de hacheur permet de réduire la tension de sortie par rapport à la tension d'entrée.

✓ Abaisseur/élévateur de tension "Buck-Boost" : Ce type de hacheur permet de réguler la tension de sortie pour qu'elle soit supérieure ou inférieure à la tension d'alimentation, en fonction des besoins.

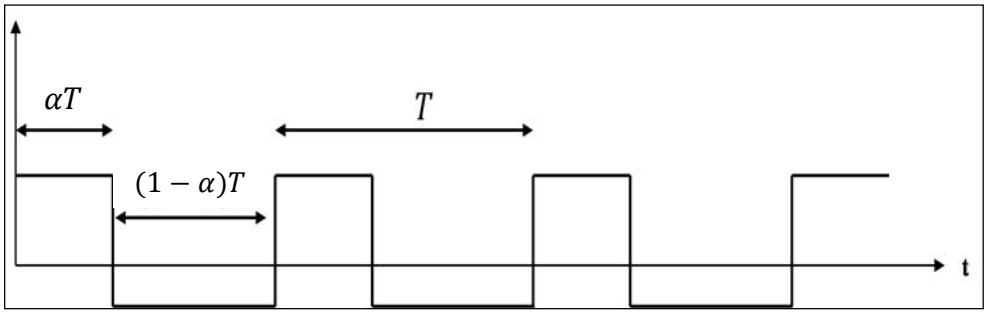


Figure II.22 : Signal de commande du commutateur

II.11.1.1. Convertisseur abaisseur "Buck"

Un convertisseur abaisseur, également connu sous le nom de hacheur série, est un type de source électrique à découpage qui permet de convertir la tension d'entrée qui est continue en une tension de sortie continue de valeur inférieure [32].

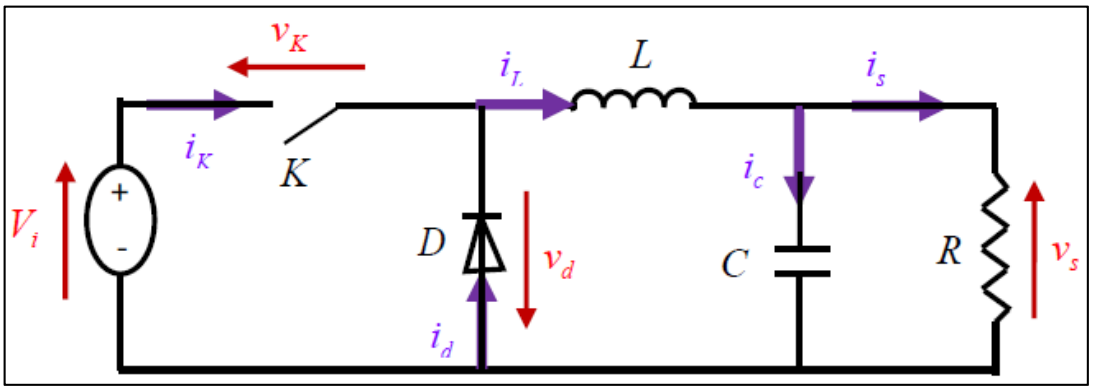


Figure II.23. Schéma du convertisseur abaisseur

Le courant inductif dans ce cas est donné par :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_i - V_s}{L} \qquad \text{(II.12)}$$

La position de l'interrupteur détermine le processus de commutation. Pendant la première période de commutation α T , l'inductance se charge en emmagasinant de l'énergie. Pendant la deuxième période, l'inductance relâche l'énergie stockée et la transmet à la charge avec le commutation $(1-\alpha)$T.

$$\frac{dI_L}{dt} = -\frac{V_s}{L} \qquad \text{(II.13)}$$

II.11.1.2. Convertisseur a baisseur-élévateur "Buck-Boost"

Un convertisseur abaisseur-élévateur, également appelé convertisseur buck-boost, est un dispositif électronique qui permet de réguler la tension de sortie pour la rendre inférieure ou supérieure à la tension d'entrée. Ce type de convertisseur est capable de convertir efficacement l'énergie électrique et est utilisé dans de nombreux systèmes d'alimentation.

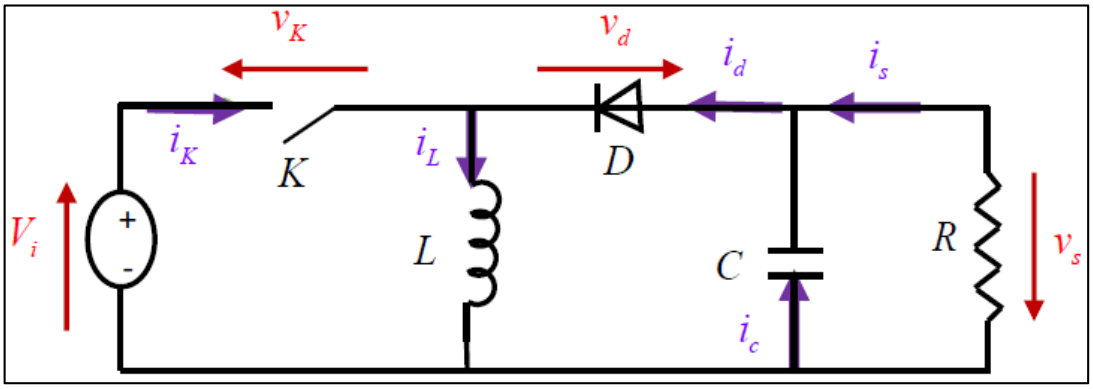


Figure II.24 : Schéma d'un convertisseur abaisseur-élévateur

La tension de sortie dans le fonctionnement en conduction continue est donnée par:

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_i \qquad \text{(II.14)}$$

II.11.1.3. Convertisseur élévateur"Boost"

Un convertisseur élévateur, également appelé convertisseur boost, est un dispositif électronique qui permet d'agrandir la tension de sortie pour la rendre supérieure à la tension d'entrée, également connu sous le nom de hacheur survolteur. Ce dispositif utilise un ou plusieurs interrupteurs pour réaliser la conversion. Le découpage s'effectue à une fréquence é

levée, ce qui permet de générer une tension moyenne. La Fig. ci-dessous illustre la configuration la plus simple d'un hacheur élévateur.

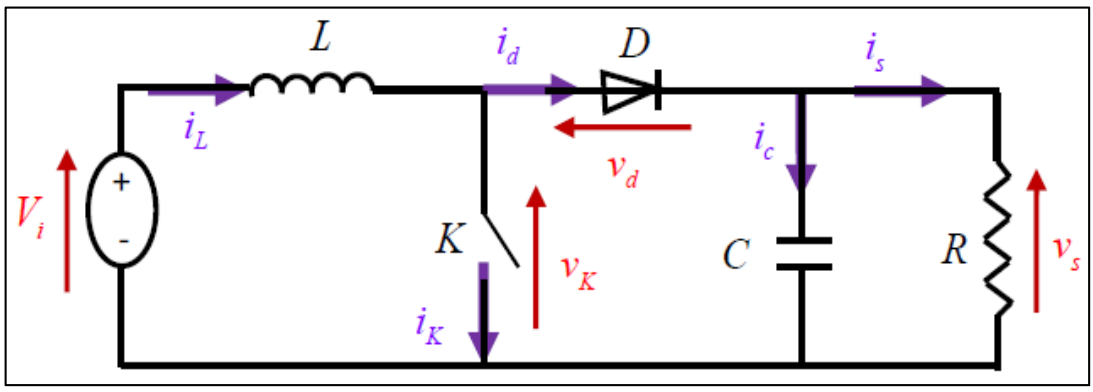


Figure II.25. Schéma du hacheur élévateur

Les phases distinctes le fonctionnement du hacheur Boot sont liées à l'état de l'interrupteur sur une période T du signal de commande.

- ✓ La première phase consiste d'accumuler l'énergie (de 0 à αT) :

Lorsque l'interrupteur est fermé et diode D est bloquée, le courant dans l'inductance est augmenté, Dans ce cas, la charge est déconnectée de l'alimentation.

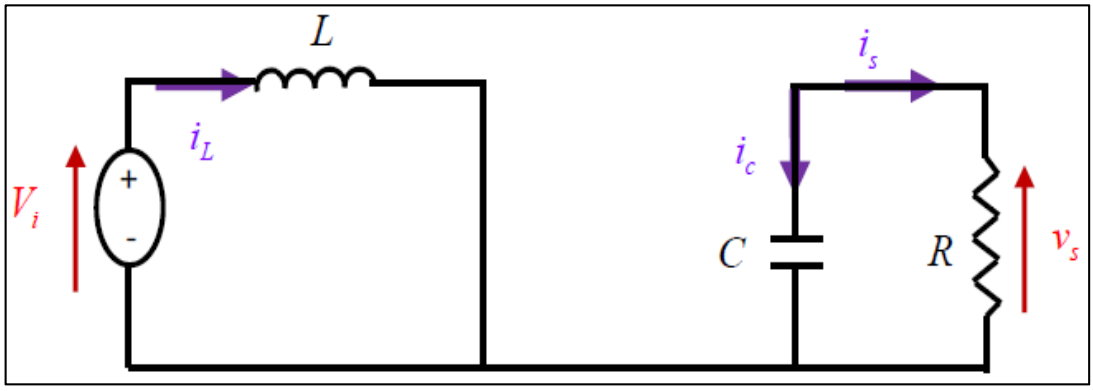


Figure II.26 : Schéma équivalent à la phase d'accumulation d'énergie

Le fonctionnement du hacheur sur l'intervalle [0 α T] est régit par l'équation (II-15):

$$\begin{cases} L\dfrac{dI_L}{dt} = V_i \\ C\dfrac{dV_s}{dt} = -\dfrac{V_s}{R} \end{cases} \qquad \text{(II.15)}$$

✓ La deuxième est appelée phase de roue libre (de αT à T) :

Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance est en série avec la source et sa force électromotrice (f.e.m.) s'ajoute à la tension de la source, produisant ainsi un effet de survoltage. Le courant traversant l'inductance passe en série à la diode D, au condensateur C et à la charge R. Cela entraîne le transport de l'énergie accumulée dans l'inductance et la transmettre à la charge, qui déterminera la tension de charge.

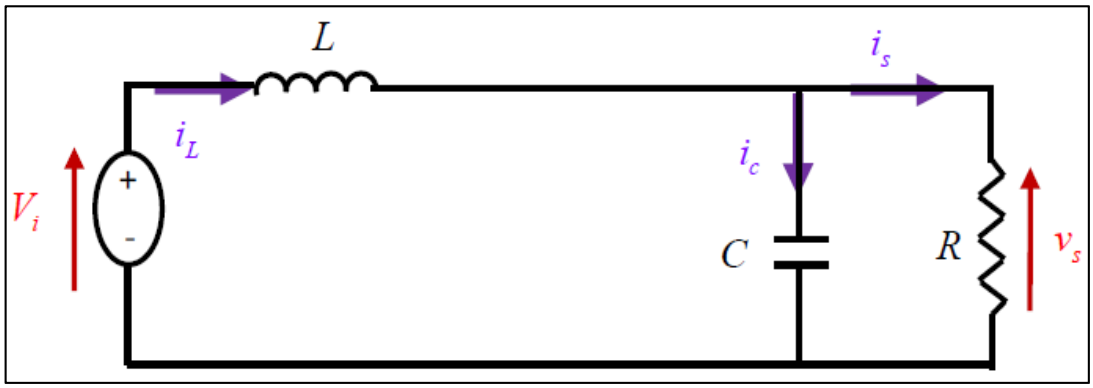


Figure II.27 : Schéma équivalent à la phase de roue libre

Ce fonctionnement est décrit par l'équation (II.16)

$$\begin{cases} L\dfrac{dI_L}{dt} = V_i - V_s \\ C\dfrac{dV_s}{dt} = -\dfrac{V_s}{R} + I_L \end{cases} \tag{II.16}$$

La combinaison de deux phases de fonctionnement du hacheur sur une période de 0 à T donne le modèle de ce système :

$$\begin{cases} L\dfrac{dI_L}{dt} = V_i - (1-\alpha)V_s \\ C\dfrac{dV_s}{dt} = -\dfrac{V_s}{R} + (1-\alpha)I_L \end{cases} \tag{II.17}$$

II.12. Avantages et inconvénients du système PV

II.12.1. Avantages

Les systèmes photovoltaïques présentent plusieurs avantages par rapport aux autres systèmes [63], comme expliqué ci-dessous :

❖ Les systèmes photovoltaïques sont préemballés et prêts à être installés. De plus, comme les modules sont exempts de pièces mobiles, ils ne nécessitent pas de maintenance importante.

❖ Les systèmes existent en différentes tailles et puissances, ce qui les rend exploitables dans une gamme d'applications. De plus, comme les systèmes PV sont relativement légers, leur transport ne pose pas de problème.

❖ Les systèmes peuvent s'étendre simplement en ajoutant des modules supplémentaires. Cela peut se faire soit en parallèle (c'est-à-dire pour renforcer le courant), soit en série (c'est-à-dire pour renforcer la tension).

❖ Les modules du système peuvent supporter des conditions climatiques excessives, telles que des températures extrêmes (chaudes ou froides) et des vents forts. Ils peuvent également résister à des quantités excessives d'humidité atmosphérique et de sel. En outre, même dans des conditions sans soleil (par exemple, la nuit ou par mauvais temps), les systèmes PV continuent de fonctionner. grâce à leurs capacités de stockage, qui leur permettent de générer une énergie de haute qualité constante, avec ou sans soleil.

❖ Les systèmes sont exempts de bruit et d'émissions de carbone, ce qui signifie qu'ils ne polluent pas.

II.12.2. Inconvénients

Malgré leurs nombreux avantages, les systèmes PV présentent encore quelques inconvénients, comme suit :

❖ Comparés aux autres ressources renouvelables, les systèmes PV sont assez chers à produire.

❖ Il y a encore des problèmes concernant le point de puissance maximale.

❖ Les systèmes doivent rester aussi exempts de poussière que possible, ce qui nécessite un nettoyage régulier.

❖ Les systèmes sont encore relativement inefficaces.

II.13. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par aborder les notions générales de la conversion PV. Ce processus de conversion consiste la transformation énergétique solaire-électrique en exploitant l'effet photoélectrique. Nous avons ensuite présenté les différents types de configurations d'une cellule PV. Le modèle dynamique décrit, le comportement du panneau PV a été développé à l'aide du modèle de la cellule photovoltaïque. Enfin, nous avons effectué des simulations sur un panneau PV et analysé l'impact des changements d'irradiation et de température sur son fonctionnement.

Dans les systèmes photovoltaïques, les techniques de suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking - MPPT) sont employées pour maximiser la puissance délivrée par les panneaux solaires. La recherche constante du point de puissance maximale représente un défi non trivial. C'est un domaine de recherche actif qui a suscité de nombreuses études. C'est pourquoi nous présenterons les méthodes conventionnelles utilisées pour rechercher le MPPT.

Chapitre III

Commandes conventionnelles des systèmes photovoltaïques

III.1. Introduction

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) suscitent un grand intérêt dans le domaine de l'énergie et dans le but d'optimiser le fonctionnement optimal du système photovoltaïque, il est nécessaire d'équiper le convertisseur DC-DC par un algorithme de commande MPPT (Maximum Power Point Tracking), qui ajustera le rapport cyclique en fonction des fluctuations des conditions environnementales ou variation des charges. Dans ce chapitre, nous examinerons en détail le fonctionnement à puissance maximale et les diverses méthodes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) sont utilisées dans les systèmes solaires photovoltaïques afin d'obtenir une puissance maximale. Dans cet chapitre, une analyse claire des techniques MPPT conventionnelles telles que la perturbation et l'observation (P&O), la conductance incrémentale (IC), la tension de circuit ouvert (OCV), etc.

III.2. Algorithmes de suivi du point de puissance maximale MPPT

Le suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking - MPPT) est un élément essentiel d'un système photovoltaïque qui permet de fixer la valeur de tension PV au point de puissance maximale (MPP) [33] ou d'extraire la puissance maximale du générateur PV. Comme mentionné dans le chapitre précédant, l'irradiation et la température affectent la puissance de sortie du panneau solaire. Ces conditions atmosphériques ne sont pas constantes au cours d'une journée. Cela entraîne le déplacement du MPP en fonction des conditions de température et d'irradiation. De grandes pertes de puissance se produisent lorsque le point de fonctionnement n'est pas proche pour assurer que la puissance maximale disponible soit obtenue à partir du panneau solaire. Par conséquent, les algorithmes MPPT sont nécessaires dans les applications photovoltaïques et l'utilisation d'algorithmes MPPT est requise pour obtenir la puissance maximale d'un ensemble solaire. Cela signifie qu'il existe toujours une tension terminale optimale pour le fonctionnement de l'ensemble solaire dans

chaque condition, afin d'obtenir la puissance maximale de celui-ci, c'est-à-dire d'augmenter son rendement. Les techniques de suivi du MPP consistent à ajuster la tension photovoltaïque afin d'extraire la puissance maximale disponible en cas de variation de l'entrée (température, éclairement). En général, la commande MPPT vise à rechercher le point de puissance maximale du panneau PV (GPV) en réponse aux variations de charge et les variations métrologiques. Le principe de cet algorithme repose sur l'ajustement automatique du rapport cyclique du convertisseur afin de maximiser en permanence la puissance du système. Cette action de contrôle nécessite une adaptation de la tension de sortie du panneau afin de l'ajuster à sa valeur optimale [35].

La Fig.III.1 présente le schéma d'un système photovoltaïque qui alimente une charge continue à l'aide d'un convertisseur DC-DC doté par un contrôleur MPPT.

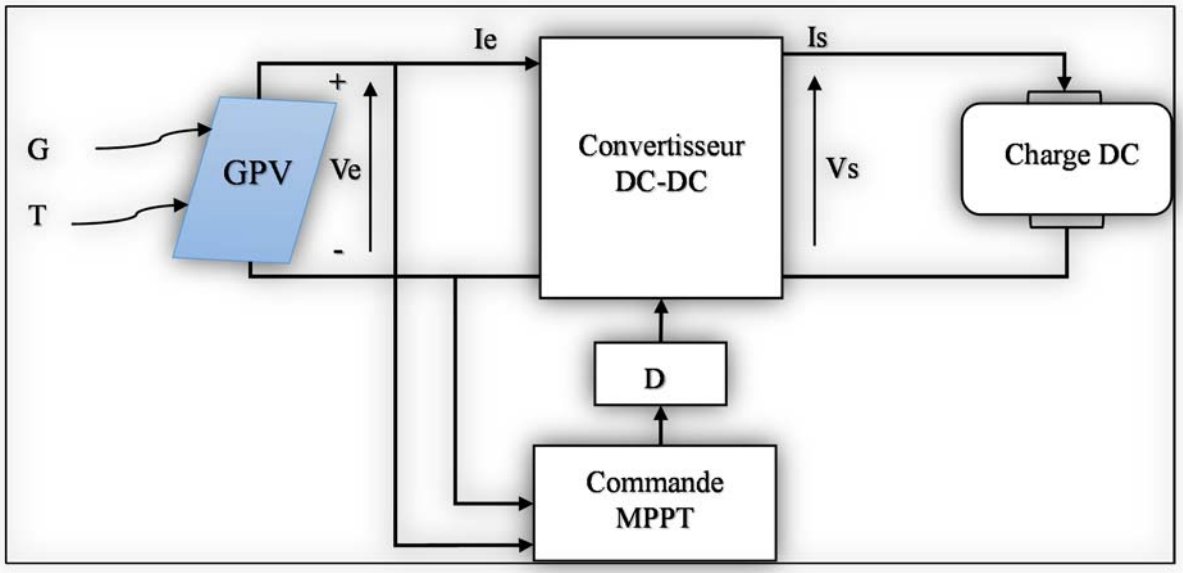


Figure III.1. Schéma synoptique d'un système PV utilisant la commande MPPT

Ces dernières années, de multiples approches ont été élaborées en vue de mettre en œuvre la commande du point de puissance maximale (MPPT). Ces approches peuvent être regroupées dans les catégories suivantes :

1. Techniques de suivi à valeurs constantes : elles se basent sur des valeurs prédéfinies et fixes qui caractérisent le point de puissance maximale (MPP). Parmi ces techniques, on distingue l'algorithme de tension en circuit ouvert (OCV), l'algorithme du courant en court-circuit (SCC), et la méthode de tension constante (CV), etc.

2. Techniques de suivi par mesure et comparaison : elles reposent sur la comparaison des mesures (tension PV, courant PV, ensoleillement ou température) avec des valeurs préétablies, dérivées des caractéristiques du fabricant, de modèles mathématiques ou d'essais expérimentaux. Parmi ces techniques, on peut citer la méthode de méthode basée sur une table de correspondance (Look-up table), la technique de commande linéaire du courant,etc.
3. Techniques de suivi par essais et erreurs : elles se basent sur des essais, des calculs et l'observation des résultats pour déterminer la direction de l'essai suivant afin d'atteindre le point de puissance maximale (MPP). Parmi les techniques de ce type, on trouve la méthode de contrôle de sortie PV sans sens (POS), la méthode Perturb and Observe, etc.
4. Techniques de suivi par calcul mathématique : la recherche du point de puissance maximale (MPP) est déterminée en utilisant des calculs basés sur les données disponibles et des équations mathématiques. Parmi ces techniques, on trouve l'algorithme de conductance incrémentale (Incremental Conductance - IncCond), la méthode de contrôle par corrélation des oscillations , etc.
5. Techniques de suivi par prédiction intelligente : elles reposent sur un processus d'apprentissage intelligent permettant de prédire la localisation du point de puissance maximale (MPP). Par exemple, la technique de contrôle logique floue, la technique des réseaux de neurones artificiels, etc.

Une revue des différentes techniques MPPT conventionnelles rapportées dans la littérature pour gérer les conditions climatiques est présentée dans la section suivante.

III.3. Algorithmes MPPT conventionnels

Nous aborderons dans cette section l'aspect théorique de quelques méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) pour les systèmes PV. Ces méthodes comprennent :

- Hill Climbing (HC)
- Méthode de perturbation et observation (P&O).
- Méthode de conductance Incrémentale (IC).

III.3.1. Algorithme Hill Climbing (HC)

La technique de recherche des maximums locaux (Hill climbing) est l'une des plus anciennes méthodes classiques utilisées pour le MPP. Elle est largement utilisée en raison de sa simplicité [34]. Dans cette méthode, les valeurs de tension et de courant sont mesurées et, en fonction de la puissance calculée, le rapport cyclique du convertisseur est ajusté de manière

appropriée [31]. Le rapport cyclique est soit incrémenté, soit décrémenté. Ainsi, après un certain nombre de cycles, le convertisseur parvient au rapport cyclique du MPP. Cette technique est claire, facile à comprendre et à mettre en œuvre.

Le diagramme de flux de la méthode HC est présenté dans la Fig.III.2. Le principal inconvénient de cette méthode est l'augmentation des oscillations observées près du point de fonctionnement optimal correspondant à la puissance maximale extractible, c'est-à-dire qu'elle échoue à converger au MPP, et le temps nécessaire pour atteindre l'état stable dépend de la valeur du rapport cyclique initial et de la taille du pas.

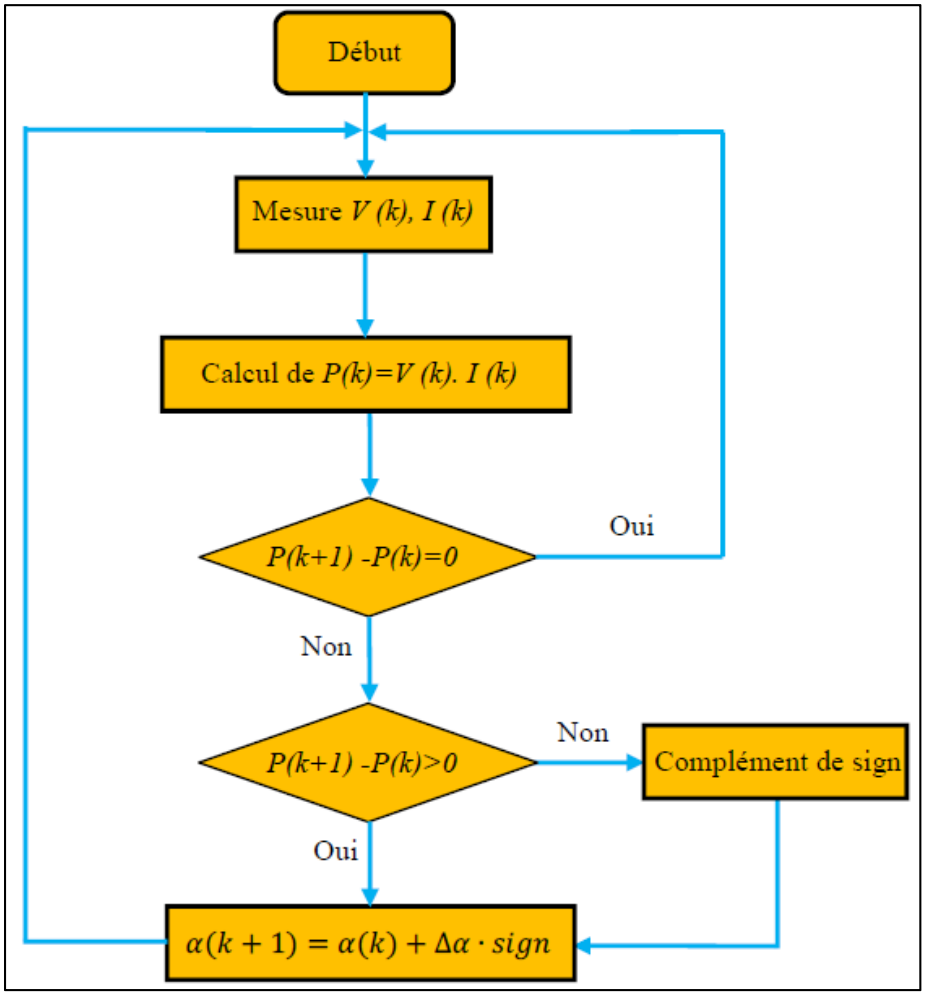


Figure III.2. Organigramme de l'algorithme HC

III.3.2. Algorithme Perturbation & Observation (P&O)

L'une des méthodes les plus couramment utilisées pour localiser le point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques est la méthode Perturb and Observe (P&O). Dans cette méthode, en fonction des entrées des capteurs, la puissance du panneau solaire est calculée et des perturbations de tension sont introduites pour déterminer le sens de la poursuite. Selon la perturbation de tension, la puissance de sortie peut soit augmenter continuellement, soit diminuer. Ainsi, l'algorithme continue de suivre en permanence le MPP via des perturbations de tension, ce qui fait qu'il oscille autour du voisinage du MPP [4].

Il est bien connu que la méthode P&O souffre de perturbations répétées et d'oscillations de puissance ; de nombreuses techniques visant à améliorer le taux de perturbation pour améliorer les performances ont été rapportées [27-30]. Par conséquent, des techniques modifiées de P&O ont été formulées dans la littérature en pratique et par la majorité des auteurs [26]. Cette méthode est basée sur le processus d'essai et d'erreur pour trouver et suivre le MPP. À chaque cycle, le contrôleur de suivi mesure le courant et la tension du panneau solaire et déduit la puissance réelle du panneau, puis perturbe le point de fonctionnement en balayant la tension photovoltaïque et en surveillant le changement de puissance. Si la puissance augmente, la prochaine perturbation de la tension de fonctionnement doit être dans la même direction comme montre la Fig.III.3.

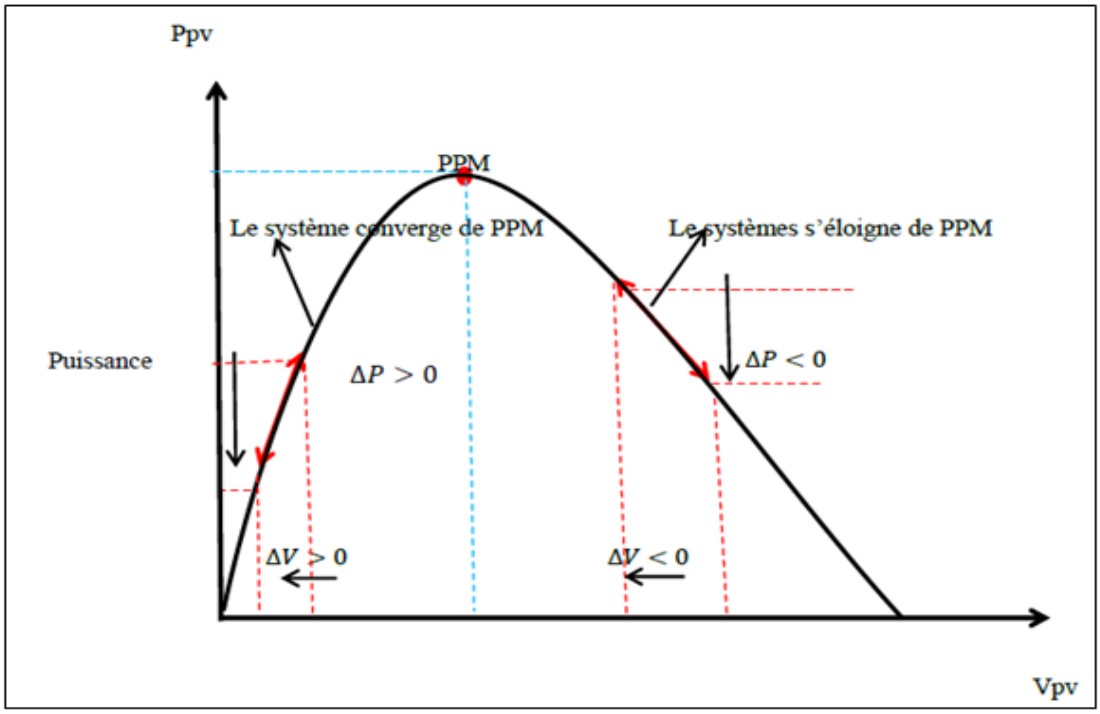


Figure III.3. Schéma de la convergence par la méthode P&O

Cependant, si la puissance diminue, la tension de fonctionnement est perturbée dans la direction opposée. Ce scénario est répété jusqu'à atteindre le MPP. Le point maximum est atteint lorsque $\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = 0$ Le diagramme de flux conventionnel de cet algorithme P&O est présenté à la Fig.III.4.L'algorithme Perturb and Observe (P&O) présente les inconvénients suivants :

✓ Lors d'un changement brusque d'éclairement, la méthode s'écarte temporairement du point de puissance maximale (MPP) et peut déstabilisée le système PV.

✓ Les oscillations autour du MPP constituent un autre inconvénient de l'algorithme P&O. Une réduction du pas d'incrémentation (ΔV) peut être envisagée pour réduire ces oscillations. Cependant, cela ralentit la recherche du PPM. Ainsi, un compromis doit être trouvé entre la précision et la rapidité.

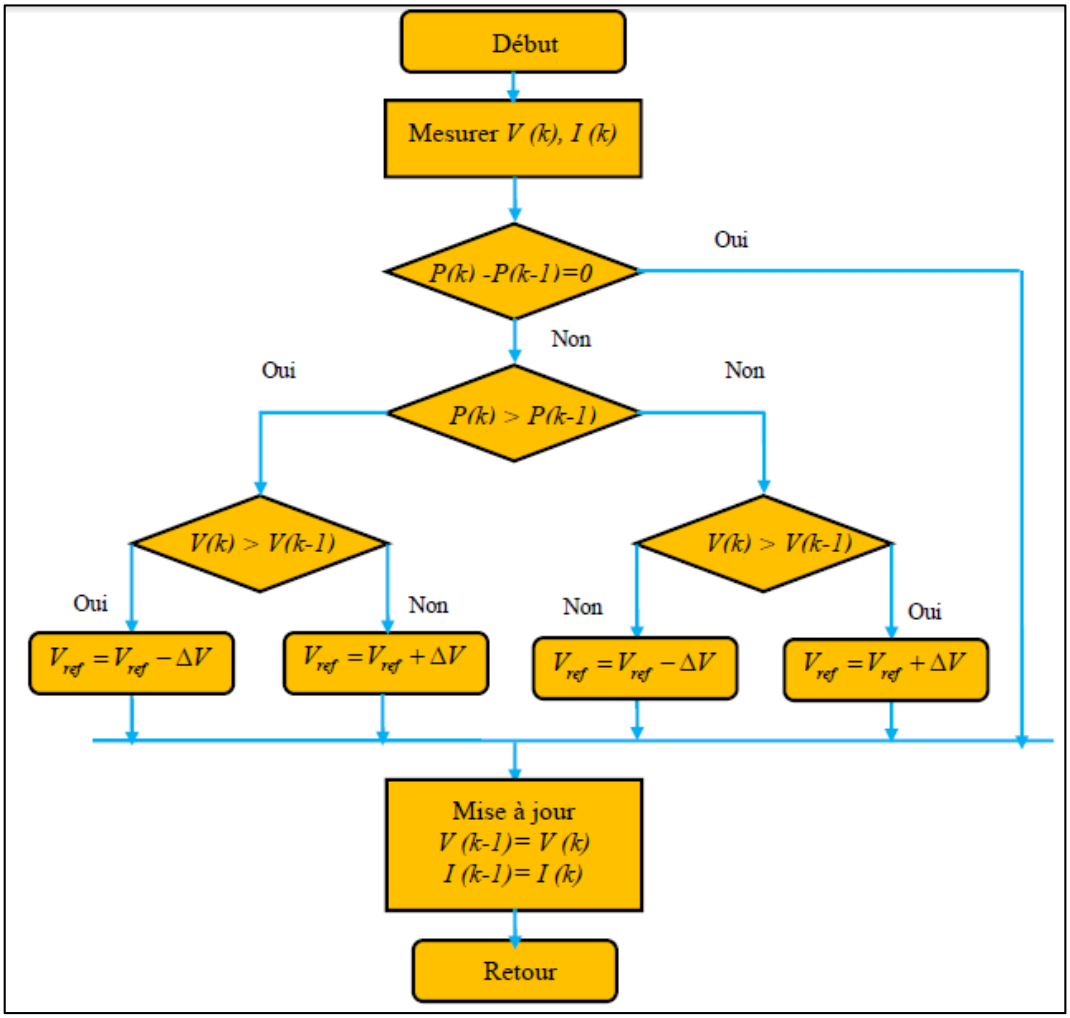


Figure III.4. Algorithme du MPPT à base de la méthode P&O

III.3.3. Algorithme d'incrémentation de conductance (IC)

Pour atteindre le point de puissance maximale (MPP), la méthode de l'Incremental Conductance (INC) utilise le rapport entre la conductance incrémentale et la conductance instantanée du système photovoltaïque. La pente des caractéristiques P-V est ajustée en fonction de ce rapport, ce qui permet de générer le cycle de service du convertisseur [39, 40]. L'algorithme INC suit généralement trois étapes communes pour le suivi du MPP.

La puissance du GPV est donnée par :

$$P = V \times I \tag{III.1}$$

Et sa dérivée partielle est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V\frac{dI}{dV} \cong I + V\frac{\Delta I}{\Delta V} \tag{III.2}$$

$$P_{pv} = P_{\max} \Rightarrow I + V\frac{dI}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \tag{III.3}$$

1. Lorsque $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, l'erreur est nulle et V_{mpp} peut être atteint.
2. Lorsque $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, (c'est-à-dire que) $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > \frac{-I}{V}$ le MPP est tirée vers la gauche de la courbe (l'erreur est positive)
3. Lorsque $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, (c'est-à-dire que) $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < \frac{-I}{V}$ le MPP est tiré vers la droite de la courbe (l'erreur est négative)

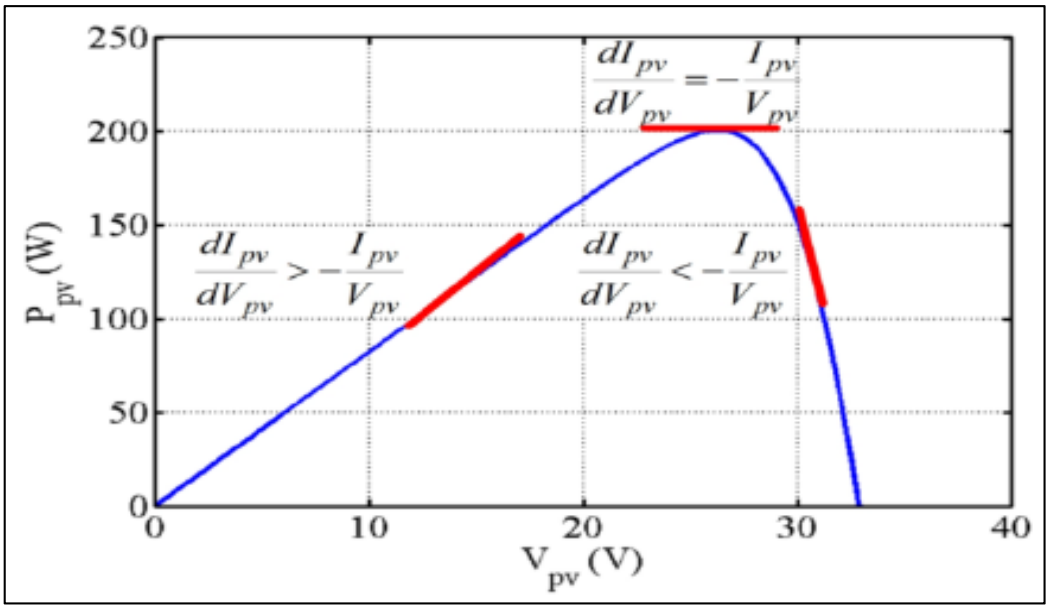


Figure III.5. Principe de fonctionnement de l'algorithme IC

La conductance et son incrément sont notés respectivement G et ΔG, et sont donnés par :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \tag{III.4}$$

$$\Delta G = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \tag{III.5}$$

En comparant à chaque instant la valeur du courant incrémental (III.4) pour attendre le point de puissance maximale (MPP), avec celui du courant instantané (III.5). Si $\Delta G > -G$, le rapport cyclique est réduit. En revanche, si $\Delta G < -G$, le rapport cyclique est augmenté [45]. On poursuit ce processus jusqu'à ce que le MPP soit atteint.

L'organigramme simplifié de la méthode INC est présenté dans la Fig.III.6. Des travaux de recherches ont exploré différentes techniques pour réduire l'erreur de suivi dans la méthode INC.

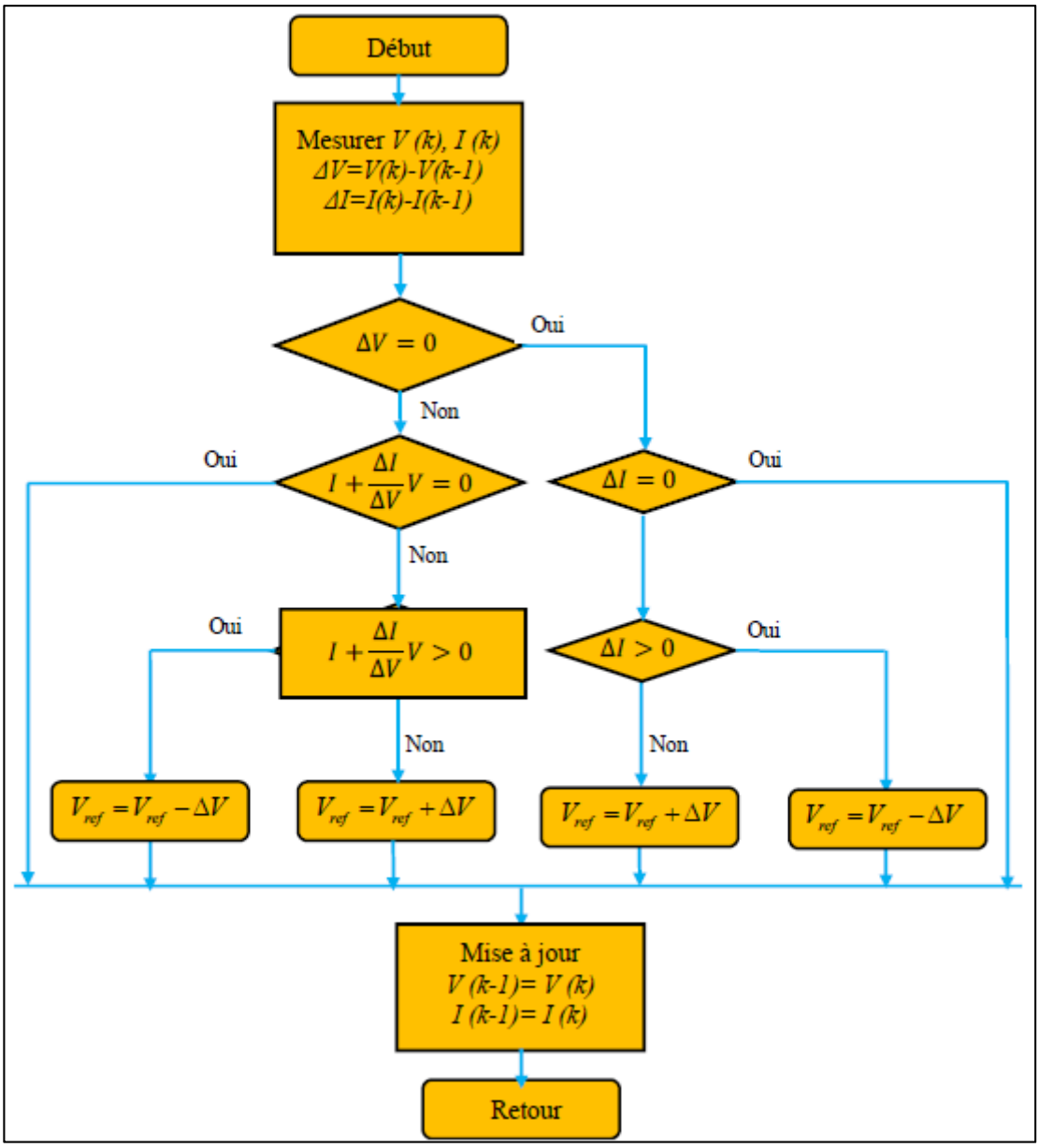


Figure III.6. Organigramme de l'algorithme IC

La mise en œuvre de cet algorithme est entravée par la complexité du circuit de commande, ce qui pose des difficultés. De plus, le calcul en temps réel de la dérivée requiert un processeur de calcul rapide. Comme la méthode P&O, cette technique tend généralement à osciller autour du point de puissance maximale, car il est difficile de satisfaire cette condition. Ainsi, le système est constamment à la recherche du PPM. L'algorithme IC est plus complexe que celui du P&O, ce qui entraîne un temps d'exécution plus long.

Dans la section suivante, une étude comparative est réalisée afin d'évaluer et de comparer les performances des techniques classiques de suivi du point de puissance maximale

(P&O et IC). Cette étude est menée en utilisant des paramètres de simulation strictement identiques.

III.4. Résultats de simulation

Ces simulations tenant en compte la variation de l'éclairement sous une température fixe (T=25°C) ; les paramètres utilisés sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau III. 1. Spécifications du système

Paramètres MSX60	Valeurs numériques
Puissance maximale Pmax	60W
Tension à la puissance maximale Vmpp	17.1V
Courant à la puissance maximale Impp	3.5A
Tension du circuit ouvert V_{CO}	21.1V
Courant de court circuit Icc	3.8A
Coefficient de température Kv de V_{CO}	-0.08^{-2}V/°C
Coefficient de température Ki de Icc	0.003A/°C

Un profil a été utilisé afin de tester les algorithmes sous différents niveau d'irradiation comme montre la figure suivant :

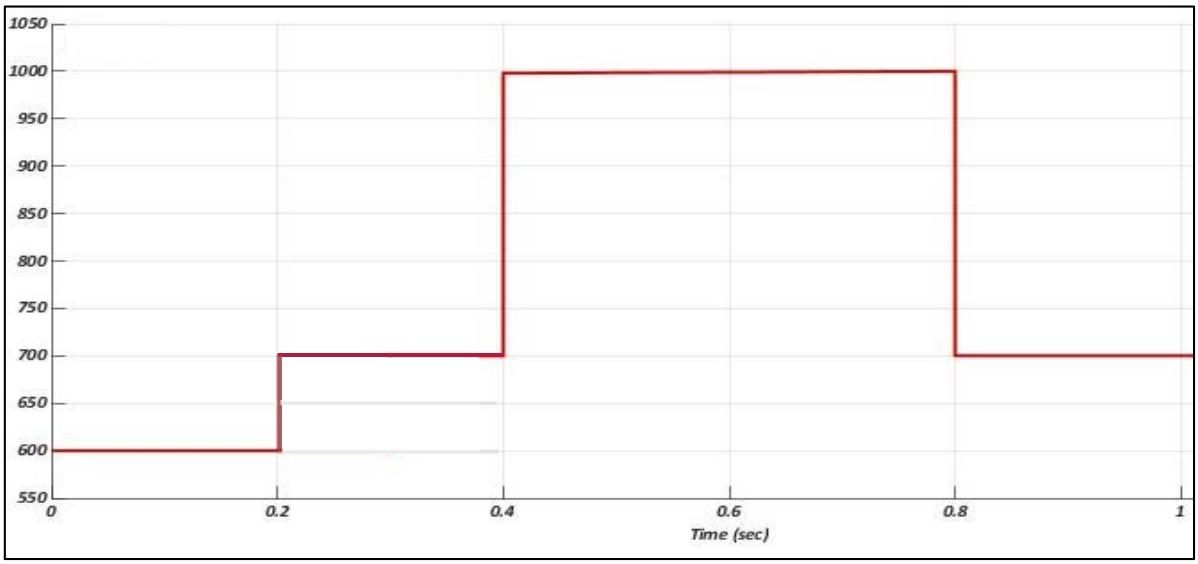


Figure III.7. Évolution de l'éclairement

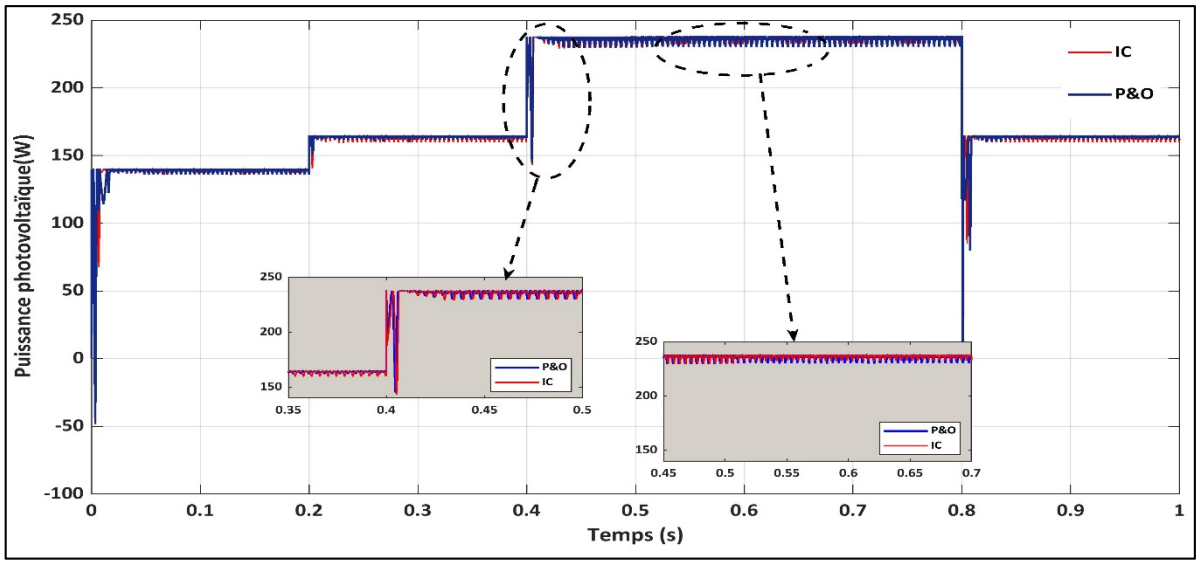


Figure III.8. Evolution de la puissance photovoltaïque

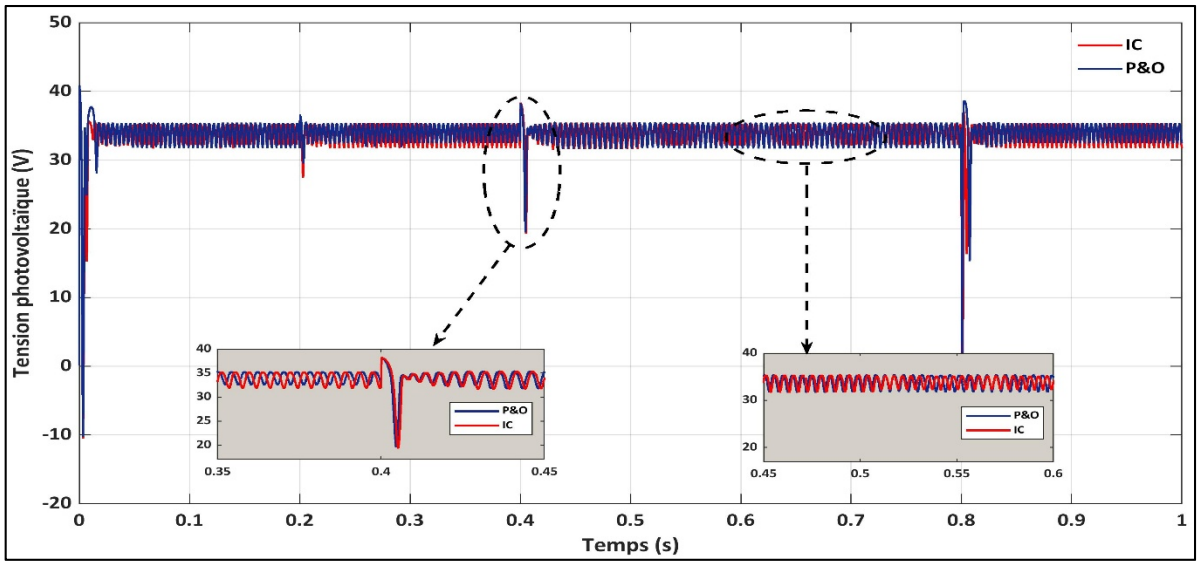


Figure III.9. Evolution de la tension photovoltaïque

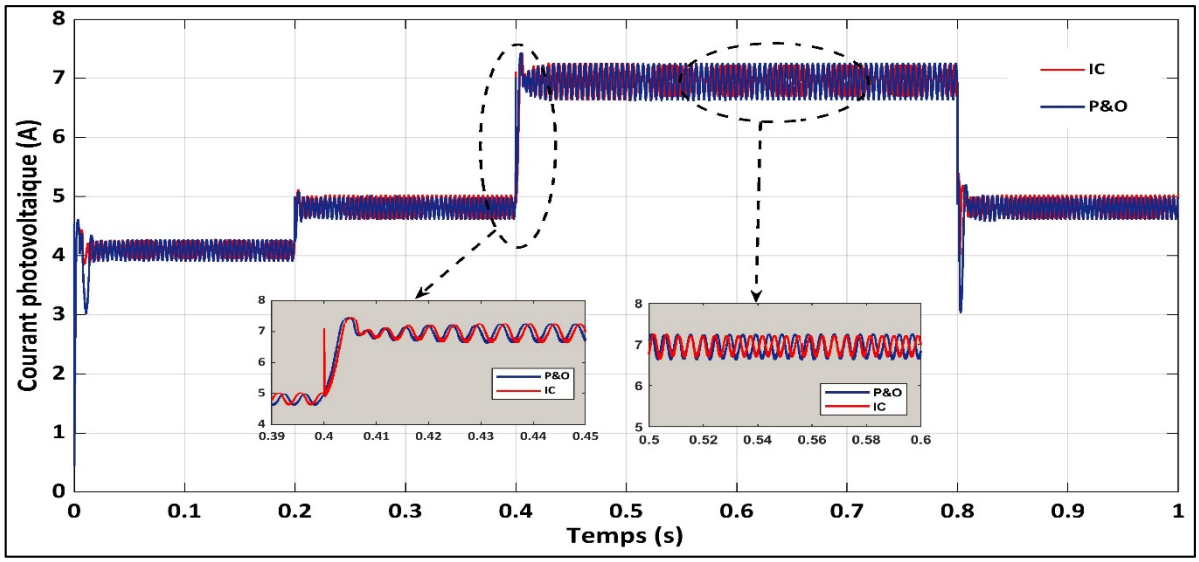


Figure III.10. Evolution du courant photovoltaïque

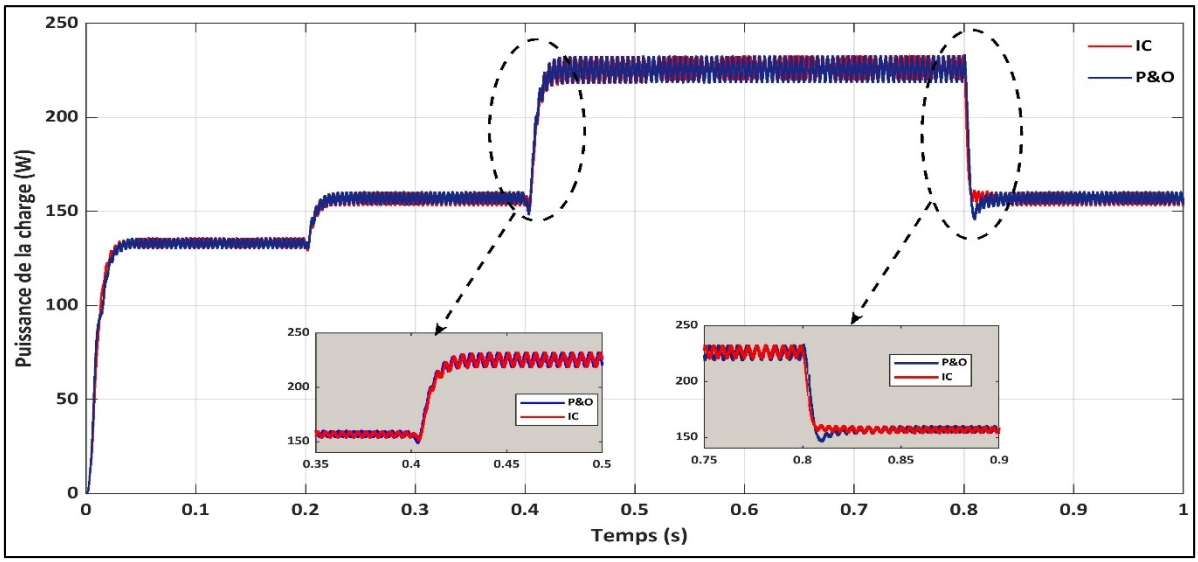


Figure III.11. Evolution de la puissance de la charge

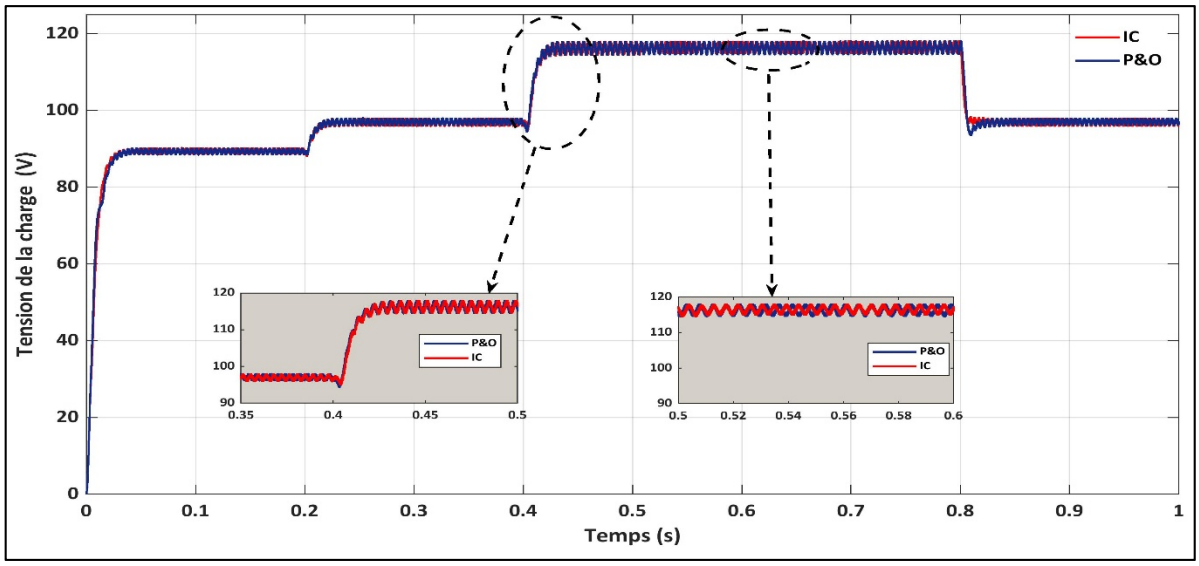


Figure III.12. Evolution de la tension de charge

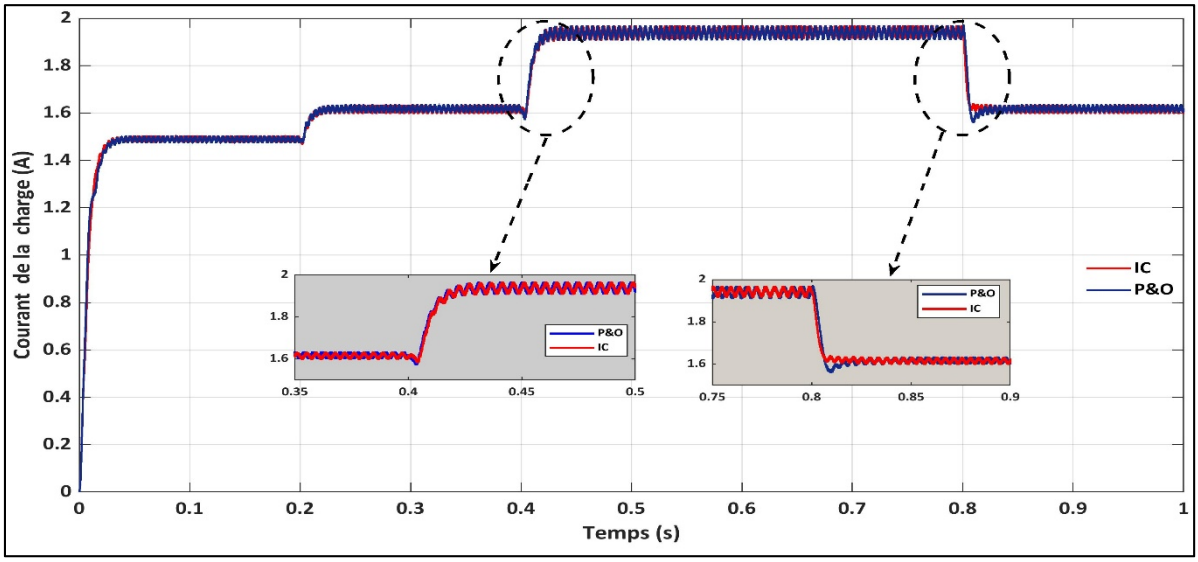


Figure III.13. Evolution du courant de la charge

D'après les résultats de simulation obtenus, on remarque que :

- La variation de l'éclairement provoque une légère variation de la tension d'entrée du convertisseur. Cette variation est justifiée par le point de fonctionnement imposé par la commande MPPT (autour du MPP).
- L'algorithme P&O a comme avantage la précision et la rapidité de réaction. Il a permis de déterminer le point de puissance maximal pour différentes valeurs d'éclairement.
- L'approche IC possède les mêmes résultats qu'à ceux obtenus par la méthode P&O. Les deux approches présentent une erreur de puissance de 12,5 W.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé les algorithmes MPPT les plus utilisés. Deux approches ont été présentées : la méthode « Perturb and Observe » (P&O) et la méthode « Incrément de Conductance » (IC). Dans le but d'étudier le comportement du système photovoltaïque par rapport aux variations climatiques, plus précisément l'éclairement, nous avons simulé ce dernier pour différentes valeurs de l'ensoleillement. Les résultats de simulation montrent les méthodes P&O et IC ont permis au système de fonctionner au PPM même face aux changements de l'éclairement.

Chapitre IV

Commande avancée par mode glissant des systèmes photovoltaïques

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, un concept amélioré basé sur la commande par mode glissant est présenté pour optimiser le fonctionnement optimal d'un système photovoltaïque et/ou une installation photovoltaïque. Ce contrôleur vise à assurer l'évolution de la tension photovoltaïque à suivre une valeur de tension optimale fournie par un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) tout en atténuant les perturbations causées par les variations climatiques. La théorie de la commande par mode glissant sera présentée en bref dans la section suivante.

IV.2. Commande par mode glissant

La commande par mode glissant (***SMC***) s'inscrit dans le cadre de théorie de commande des systèmes à structure variable. Cette approche nonlinéaire repose sur le concept de changement de structure du contrôleur en fonction de l'état du système pour obtenir une réponse souhaitée. Les premières avancées de cette approche remontent aux années 1970 avec les travaux d'Utkin [47]. Le principe fondamental de la commande par mode glissant consiste à amener les conditions initiales, représentées par l'évolution du système, sur une hypersurface de l'espace des phases, tout en intégrant des éléments de commutation dans la loi de commande. De plus, cette commande garantit que le système atteigne cette hypersurface, appelée surface de glissement. Lorsque le système atteint cette surface, il entre en régime glissant dont son comportement devient insensible aux perturbations et aux variations paramétriques.

IV.3. Principe de la commande par mode glissant *SMC*

La commande par modes glissants est une technique largement utilisée dans la littérature de contrôles robustes [45-46]. Son succès réside dans sa robustesse face aux variations paramétriques et aux perturbations externes. Le principe de cette méthode consiste tout d'abord à définir une surface de glissement qui représente la dynamique souhaitée. Ensuite, une loi de commande est synthétisée pour agir sur le système en deux phases distinctes. Dans la première phase, l'objectif est de diriger le système vers cette surface de glissement, tandis que dans la seconde phase, il est crucial de maintenir le système sur cette surface et de le faire glisser le long de celle-ci afin de converger vers l'origine, comme illustré dans la Fig.IV.1. Cette approche permet d'atteindre les objectifs de contrôle tout en assurant les performances adéquates au fonctionnement du système.

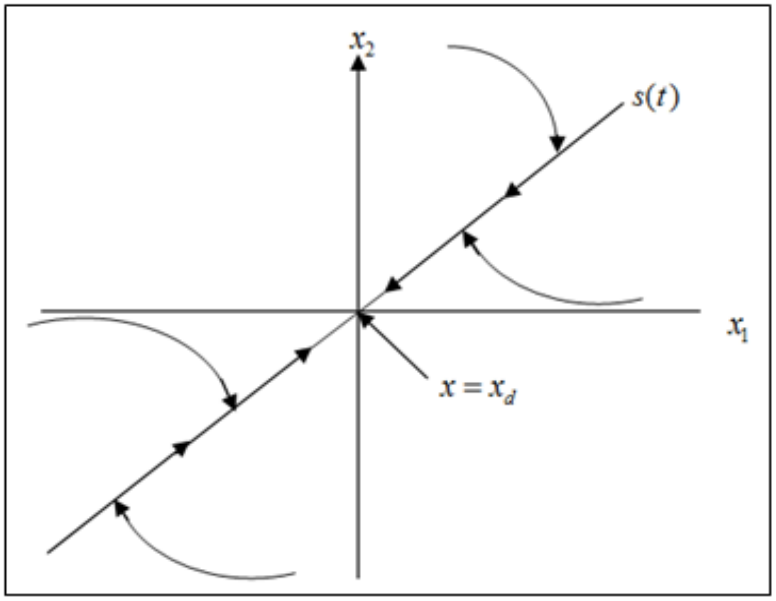


Figure IV.1 Portrait de phase d'une surface de glissement

IV.4. Synthèse de la commande par mode glissant

Considérons le système non linéaire décrit par l'équation suivante :

$$\begin{cases} x^{(n)} = f(x) + g(x)u \\ y = x \end{cases} \tag{IV.1}$$

Où: $x^{(n)} \in \Re^n$ et $x \in \Re^n$,u le signal de commande et les champs de vecteurs $f(x)$ et $g(x)$ sont bornés sur $\Re^n$, avec $g(x) \neq 0$.

L'objectif de la commande est d'atteindre un état désiré x_d . Dans ce cas, l'erreur de poursuite est définit comme $e = y - x_d$.

La surface $s(x,t)$ en fonction de l'erreur et en fonction du temps est donnée par [47,43] :

$$s(x,t) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e \tag{IV.2}$$

Avec $\lambda \succ 0$ et $s(x,t) \in \Re$.

Le choix particulier de $s(x,t)$ doit satisfaire la condition (IV.3) pour assurer la poursuite de l'état désiré $y(t) = x_d(t)$ et la maintenir sur la surface de glissement pour tout instant $t > 0$

$$\frac{1}{2}\frac{d}{dt}s^2(x,t) \leq -\eta \left| s(x,t) \right|, \quad \eta > 0 \tag{IV.3}$$

L'expression équation (IV.3) connue sous le nom de condition d'attraction [42]. Cette condition force les trajectoires d'état à se diriger vers la surface de glissement comme indiqué sur la Fig.IV.1. On suppose que $s > 0$, et nous définissions t_f comme le temps nécessaire à une trajectoire pour atteindre cette surface, alors IV.3 est récrite comme suit :

$$\frac{d}{dt}s(x,t) \leq -\eta \tag{IV.4}$$

Par intégration de deux coté de (IV.4) dans l'intervalle de $t = 0$ à $t = t_f$,on obtient :

$$s(t_f) - s(0) \leq -\eta\,(t_f - 0) \tag{IV.5}$$

Comme $s(t_f)=0$, alors (IV.5) deviendra :

$$t_f \le s(0)/\eta \tag{IV.6}$$

Le temps t_f peut être obtenu si on considère que $s<0$:

$$t_f \le |s(0)|/\eta \tag{IV.7}$$

L'équation (IV.7) assure que si les trajectoires se situent à l'extérieur de $s(x,t)$, elles atteindront la surface de glissement en un temps fini inférieur à $|s(0)|/\eta$.

Quand la surface de glissement est atteinte ($s=0$), l'erreur de poursuite dirigée exponentiellement vers l'origine. Généralement, la condition nécessaire permettant de donner à la surface de glissement une dynamique de convergence vers zéro est donnée par la condition d'attractivité non linéaire suivante [47,43] :

$$s(x,t)\dot{s}(x,t) \le 0 \tag{IV.8}$$

La conception de la loi de commande à mode glissant repose sur le critère de stabilité de Lyapunov, où cette loi est sélectionnée de manière à ce que la dérivée d'une fonction de Lyapunov soit négative. L'idée est d'utiliser une fonction scalaire pour définir la fonction de Lyapunov.

$$V(x,t)=\frac{1}{2}s^T(x,t)\,s(x,t) \tag{IV.9}$$

D'une manière évidente la fonction de Lyapunov est définie positive et sa dérivée temporelle est donnée par:

$$\dot{V}(x)=s(x,t)\dot{s}(x,t)<0 \tag{IV.10}$$

La commande développée doit satisfaire la condition (IV.10). La construction de cette loi de commande consiste à supposer que, lorsque le système se trouve en mode de glissement, il est piloté par une commande u_{eq} , solution de $\dot{s}=0$, appelée commande équivalente. Cette commande équivalente permet de maintenir l'état du système sur la surface de glissement. Pour calculer cette commande en tenant en compte les conditions d'invariance suivantes :

$$\begin{cases} s(x,t) = 0 \\ \dot{s}(x,t) = 0 \end{cases} \tag{IV.11}$$

Prenons le système non linéaire (IV.1) à une seule entrée:

$$\dot{x} = f(x,t) + g(x,t)u \tag{IV.12}$$

La condition d'existence du mode glissant implique :

$$\dot{s}(x,t) = \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial s}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \tag{IV.13}$$

En substituant (IV.12) dans (IV.13) :

$$\frac{\partial s}{\partial t}\dot{x} = \frac{\partial s}{\partial t}\left(f(x,t) + g(x,t)u_{eq}\right) = 0 \tag{IV.14}$$

Si en supposant que $\frac{\partial s}{\partial t}\left(g(x,t)\right)$ est non nulle:

$$u_{eq} = \left[\frac{\partial s}{\partial t}\left(g(x,t)\right)\right]^{-1} \cdot \frac{\partial s}{\partial t}\left(f(x,t)\right) \tag{IV.15}$$

Par conséquent, il est possible de déterminer la dynamique du système sur la surface de glissement à tout instant $t > 0$:

$$\dot{x} = \left[1 - g(x,t)\left[\frac{\partial s}{\partial t}\left(g(x,t)\right)\right]^{-1} \frac{\partial s}{\partial t}\right] f(x,t) \tag{IV.16}$$

La commande de commutation ou discontinue, qui assure la condition d'attractivité, peut revêtir différentes formes. L'une des formes les plus simples est celle de la forme d'un relais.

$$u_c = -\eta\, sign\left(s(x,t)\right) \tag{IV.17}$$

Où η est une constante positive.

Finalement, la loi de commande satisfaite les conditions de la commande par mode glissant est donnée par :

$$u_{SMC} = u_{eq} + u_c \tag{IV.18}$$

La loi de commande (IV.18) présente certes une robustesse vis-à-vis des perturbations paramétriques et externes, mais elle présente un inconvénient majeur qui concerne la présence de la fonction discontinue dans le signal de commande, ce qui peut entraîner le phénomène de broutement pouvant endommager le système sous contrôle. Afin de remédier à cette problématique, plusieurs solutions ont été proposées dans la littérature [41-45].

IV.5. Conception d'un contrôleur par mode glissant en cascade les systèmes PV.

L'approche MPPT développée dans ce travail [94] est application à un système PV pour assurer son fonctionnement optimal. Deux contrôleurs montés en série sont conçus par l'algorithme par mode glissant pour construire le contrôleur proposé (SMC-MPPT). Le premier contrôleur est développé dans le but de rechercher le point de puissance maximale (MPP), c'est-à-dire pour suivre la tension de référence du générateur PV. Cette tension est utilisée pour manipuler le point de consigne du contrôleur par mode glissant secondaire, qui est utilisé via le convertisseur élévateur DC-DC pour atteindre une puissance maximale. Le schéma présenté sur la Fig.IV.2 est utilisé pour mettre en œuvre le contrôleur proposé.

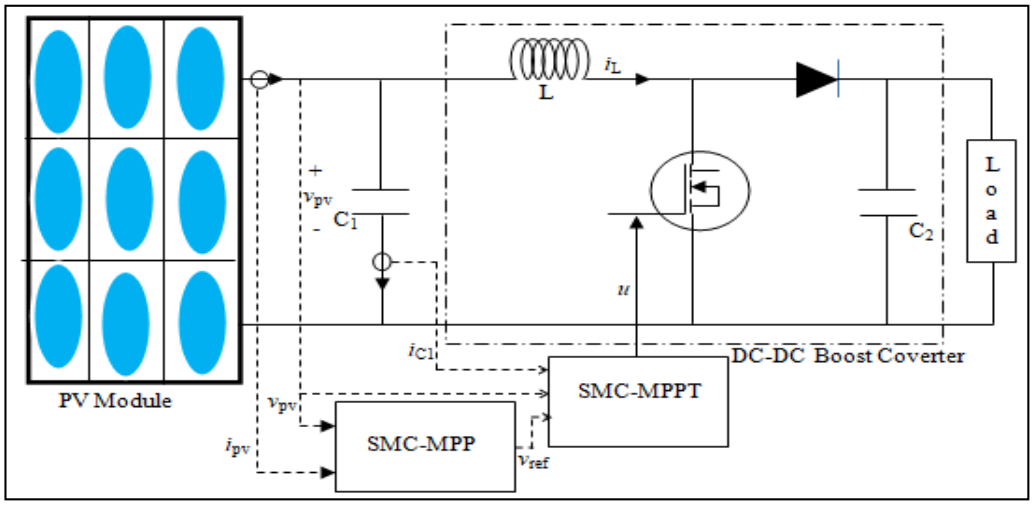


Figure IV.2. Schéma de mise en œuvre du contrôleur SMC-MPPT

IV.6. Point de puissance maximale (MPP) :

Afin d'atteindre le point de puissance maximale (MPP), nous avons choisi l'équation (IV.19) comme référence:

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = 0 \tag{IV.19}$$

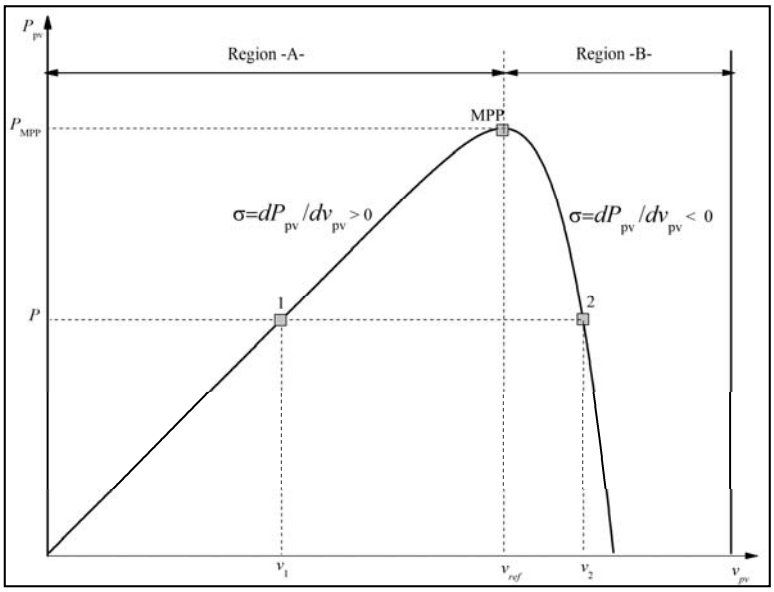


Figure IV.3. Caractéristique P-V d'un système photovoltaïque.

La conception de la loi de commande SMC-MPP commence par une étape qui consiste à choisir une surface de glissement, qui peut être sélectionnée comme suit :

$$\sigma = \frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = i_{pv} + v_{pv}\frac{di_{pv}}{dv_{pv}} = 0 \tag{IV.20}$$

Considérons maintenant la caractéristique P-V du système PV comme indiqué sur la Fig.IV.3.La méthode SMC-MPP est conçue par les étapes suivantes :

Etape 1 :

Comme montre la Fig.IV.3, la surface de glissement a une valeur positive $\sigma \succ 0$ dans la région A, ce qui conduit à une valeur négative de sa dérivée $\dot{\sigma} \prec 0$ pour assurer la condition d'attractivité (IV.8). Dans ce cas, le contrôleur SMC-MPP augmente la valeur de la tension v_{pv} de v_1 à v_{ref} pour attendre le MPP. À partir de cette analyse, la dérivée de la tension v_{pv} doit être une valeur positive, c'est-à-dire $\dot{v}_{pv} \succ 0$.

Etape 2 :

Dans ce cas, la surface de glissement a une valeur négative $\sigma \prec 0$ comme indiqué sur la Fig.IV.3 (Région B), ce qui conduit à une valeur positive de sa dérivée $\dot{\sigma} \succ 0$ pour assurer la condition d'attractivité (IV.8). Le contrôleur SMC-MPP doit diminuer la valeur de la tension v_{pv} de v_2 à v_{ref} pour attendre le MPP. Dans ce cas, la dérivée de la tension v_{pv} doit être une valeur négative, c'est-à-dire $\dot{v}_{pv} \prec 0$.

La sortie du contrôleur SMC-MPP est v_{ref} , qui sera envoyée au contrôleur SMC-MPPT comme signal de consigne. Alors, la dérivée de tension v_{pv} peut être définie comme $\dot{v}_{ref}$ À partir de l'analyse des étapes ci-dessus, la dérivée de v_{ref} peut être conçue comme :

$$\dot{v}_{ref} = -\dot{\sigma} \tag{IV.21}$$

Ainsi, la loi de commande du contrôleur SMC-MPP est donnée par :

$$v_{ref} = \int \dot{v}_{ref} dt = -\int \dot{\sigma} dt \tag{IV.22}$$

L'une des solutions pour assurer la condition d'attraction en mode glissant est celle de la loi d'atteinte exponentielle [48] :

$$\dot{\sigma} = -k\,\sigma - \eta\ \mathrm{sgn}(\sigma) \tag{IV.23}$$

Avec k et η des constantes positives. Selon (IV.22) et (IV.23), le signal de command généré par le contrôleur SMC-MPP est donné par l'équation (IV.24):

$$u_{SMC-MPP} = v_{ref} = \int \left(k\,\sigma + \eta\ \mathrm{sgn}(\sigma)\right) dt \tag{IV.24}$$

La loi de commande (IV.24) peut générer la valeur de la tension optimale du MPP dans diverses conditions météorologiques.

IV.7. Conception du contrôleur SMC-MPPT

Dans cette application, une bonne alternative assurant le comportement désiré du système PV est de choisir la fonction de la surface de glissement comme une combinaison

linéaire de l'erreur de la tension v_{pv} et sa dérivée temporelle. Cette dernière peut être obtenue en mesurant le courant capacitif i_{Cin}. Le principal avantage du choix de cette surface de glissement est la régulation de la tension sans recourir à des contrôleurs supplémentaires basés sur des modèles linéarisés. Par conséquent, notre travail est basé sur la fonction (IV.25), qui permet d'analyser la stabilité du système PV en présence de variations de charge et d'environnement.

$$\Psi = K_1(v_{pv} - v_{ref}) + K_2.i_{C_{in}} \wedge \ldots \phi\{\Psi = 0\} \qquad \text{(IV.25)}$$

Il est important de souligner que la surface de glissement (IV.25) est similaire à celle adoptée dans [51]. Cependant, dans ce travail on a adopté une nouvelle analyse et une nouvelle procédure de conception pour les systèmes PV [94], sans inclure les simplifications adoptées dans [51], afin de garantir un comportement stable du système PV et un suivi correct du MPP. L'équation (IV.25) est utilisée dans le schéma présenté à la Fig.IV.2 pour mettre en œuvre le contrôleur ***SMC-MPPT***, où la valeur de la tension v_{ref} est générée à partir du contrôleur ***SMC-MPP*** conçu dans la section précédente et le comportement dynamique du convertisseur DC-DC est décrit par les équations (IV.26) et (IV.27), avec i_{pv} représente le courant PV, $v_b$correspond à la tension de charge, et *u* désigne le signal de commande.

$$i_{C_{in}} = C_{in}.\frac{dv_{PV}}{dt} = i_{PV} - i_L \qquad \text{(IV.26)}$$

$$v_L = L.\frac{di_L}{dt} = v_{PV} - v_b(1-u) \qquad \text{(IV.27)}$$

Le courant photovoltaïque i_{pv}peut être défini par le modèle simplifié à diode unique qui dépend du courant de courant de court-circuit i_{sc}, dont ce dernier est proportionnel à l'éclairement$S_{(i_{SC} = K_s.S)}$.

$$i_{PV} = i_{SC} - I_R.(e^{\alpha.v_{PV}} - 1) \qquad \text{(IV.28)}$$

Avec, I_R représente le courant de saturation de la diode etαreprésente la tension thermique qui dépend de la température du module photovoltaïque [51]. Comme il est montré dans la section IV.4, la mise en œuvre de la commande par mode glissant, nécessite de satisfaire trois

conditions fondamentales à savoir l'existence de mode glissant, la condition d'attractivité et la commande équivalente ou bien la condition de convergence [54].

IV.7.1 Condition d'existence

Pour achever la condition d'existence (IV.29), l'expression de la loi commande *u* doit être présent dans l'expression de la dérivée temporelle de la surface de glissement (IV.25) [11].

$$\frac{d\frac{d\Psi}{dt}}{du} \neq 0 \tag{IV.29}$$

Les dérivées temporelles de la surface de glissement (IV.25) et le courant photovoltaïque i_{PV} sont données respectivement par les équations suivantes :

$$\frac{d\Psi}{dt} = K_1.\left(\frac{dv_{PV}}{dt} - \frac{dv_{ref}}{dt}\right) + K_2.\left(\frac{di_{PV}}{dt} - \frac{di_L}{dt}\right) \tag{IV.30}$$

$$\frac{di_{PV}}{dt} = \frac{di_{SC}}{dt} + Y.\frac{dv_{PV}}{dt} \tag{IV.31}$$

Avec $Y = -I_R.\alpha.e^{\alpha.v_{PV}}$, en substituant (IV.27) et (IV.31) dans (IV.30), on obtient :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{dv_{PV}}{dt}.\left(K_1 + K_2.\frac{di_{PV}}{dv_{PV}}\right) - K_1.\frac{dv_{ref}}{dt} + K_2.\frac{di_{sc}}{dt} - K_2.\left(\frac{v_{PV} - v_b(1-u)}{L}\right) \tag{IV.32}$$

La dérivée de l'équation (IV.32) par rapport au signal de commande u est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{d\frac{d\Psi}{dt}}{du} = -\frac{K_2.v_b}{L} \neq 0 \tag{IV.33}$$

La condition d'existence(IV.33) de la commande par mode glissant est achevée, tant que les paramètres K_2 et L .sont non nuls.

IV.7.2 Condition de convergence

Les variables d'état du système à commander sont maintenues sur la surface de glissement sous l'action d'une fonction continue connue par la commande équivalente. Cette fonction est obtenue lorsque la condition de convergence ou encore la condition d'invariance de la surface de glissement(IV.34) est achevée.

$$\frac{d\Psi}{dt} = 0 \rightarrow 0 < u_{eq} < 1 \tag{IV.34}$$

Dans le système PV, la contrainte ou l'inégalité $0 < u_{eq} < 1$ est imposée pour commander le convertisseur DC-DC.En résolvant l'équation (IV.32) pour *u*, tout en respectant la contrainte de l'équation (IV.34), on obtient :

$$0 < u_{eq} = \frac{L}{v_b}\left[\left(\frac{K_1}{K_2} + Y\right)\frac{dv_{PV}}{dt} - \frac{K_1}{K_2}\frac{dv_{ref}}{dt}\right] + \frac{L}{v_b}\frac{di_{sc}}{dt} - \frac{v_{PV}}{v_b} + 1 < 1 \tag{IV.35}$$

Maintenant, on considère que les états du système sont maintenus sur $\Psi = 0$, alors l'équation (IV.36) peut être obtenue à partir des équations (IV.25) et (IV.26).

$$i_{C_{in}} = C_{in}\frac{dv_{PV}}{dt} = -\frac{K_1}{K_2}(v_{PV} - v_{ref}) \tag{IV.36}$$

Maintenant, on analyse la dynamique (IV.36) dans le domaine fréquentiel :

$$\frac{V_{PV}(s)}{V_{ref}(s)} = \frac{1}{\frac{K_2.C_{in}}{K_1}s + 1} \tag{IV.37}$$

L'expression (IV.37) désigne une fonction de transfert qui contient un pôle équivalent négatif : $p = -K_1 / K_2.C_{in}$ .Afin d'assurer la stabilité du système, il est nécessaire que les coefficients K_1 et K_2 possèdent le même signe. En suite, en remplaçant l'équation (IV.36) dans l'équation (IV.35), on obtient les inégalités (IV.38) et (IV.39) qui définissent les limites dynamiques des dérivées de la tension de référence et du courant de court-circuit.

$$\left(\frac{v_{PV} - v_b}{L}\right) + \frac{K_1}{K_2.C_{in}}.\left(\frac{K_1}{K_2} + Y\right).\Delta v_{MPPT} < -\frac{K_1}{K_2}\frac{dv_{ref}}{dt} + \frac{di_{sc}}{dt} \tag{IV.38}$$

$$-\frac{K_1}{K_2}\frac{dv_{ref}}{dt}+\frac{di_{sc}}{dt}<\left(\frac{v_{PV}}{L}\right)+\frac{K_1}{K_2.C_{in}}.\left(\frac{K_1}{K_2}+Y\right).\Delta v_{MPPT} \tag{IV.39}$$

Les valeurs minimales et maximales de la dérivée de la tension de référence qui sont données par les équations (IV.40) et (IV.41)peuvent achever la condition de convergence et/ou la commande équivalente.

$$\frac{dv_{ref}}{dt}<\frac{K_2}{K_1}.\left[K_s.\frac{dS}{dt}-\left(\frac{v_{PV}-v_b}{L}\right)-\frac{K_1}{K_2.C_{in}}.\left(\frac{K_1}{K_2}+Y\right).\Delta v_{MPPT}\right] \tag{IV.40}$$

$$\frac{dv_{ref}}{dt}>\frac{K_2}{K_1}.\left[K_s.\frac{dS}{dt}-\left(\frac{v_{PV}}{L}\right)-\frac{K_1}{K_2.C_{in}}.\left(\frac{K_1}{K_2}+Y\right).\Delta v_{MPPT}\right] \tag{IV.41}$$

Étant donné que le contrôleur SMC-MPP génère des changements échelonnés au niveau du signal de la tension de référence, il est nécessaire d'insérer un filtre passe-bas en aval avec le contrôleur SMC-MPPT pour satisfaire les équations (IV.40) et (IV.41) et afin d'atténuer cet inconvénient.

IV.7.3 Condition d'attractivité

La condition d'attractivité permet la surface de glissement à évoluer et converger vers l'origine ($\Psi = 0$). Dans ce cas, la valeur du signal de commande u est imposée pour chaque condition : $u = 1$ pour $\Psi < 0$ et $u = 0$ pour $\Psi > 0$ [54].

$$\lim_{\Psi\to 0^-}\left.\frac{d\Psi}{dt}\right|_{u=1}=\left.\frac{d\Psi}{dt}\right|_{u=1,\Psi=0}>0 \tag{IV.42}$$

$$\lim_{\Psi\to 0^+}\left.\frac{d\Psi}{dt}\right|_{u=0}=\left.\frac{d\Psi}{dt}\right|_{u=0,\Psi=0}<0 \tag{IV.43}$$

Pour confirmer cette condition ($\Psi\dot{\Psi}<0$), en substituant (IV.32) dans les équations (IV.42) et (IV.43), on obtient les équations suivantes:

$$\lim_{\Psi\to 0^-}\frac{d\Psi}{dt}=\frac{v_{PV}}{dt}\left(K_1+K_2Y\right)-K_1.\frac{dv_{ref}}{dt}+K_2.\frac{di_{SC}}{dt}-K_2\left(\frac{v_{PV}}{L}\right)>0 \tag{IV.44}$$

$$\lim_{\Psi\to 0^+}\frac{d\Psi}{dt}=\frac{v_{PV}}{dt}\left(K_1+K_2Y\right)-K_1.\frac{dv_{ref}}{dt}+K_2.\frac{di_{SC}}{dt}-K_2\left(\frac{v_{PV}-v_b}{L}\right)<0 \tag{IV.45}$$

IV.8. Paramètres du contrôleur SMC-MPPT

IV.8.1. Fréquence de commutation

Pour limiter l'effet de la haute fréquence en mode glissant, un comparateur d'une bande à hystérésis *H* est ajouté au contrôleur SMC-MPP [10]. Ce type de comparateurs est largement utilisé pour faciliter l'implémentation pratique des commandes adressées aux convertisseurs DC-DC [10]. Dans notre application, la limite de la surface de glissement (IV.46) est extraite de l'inégalité (IV.42) et l'inégalité (IV.43)

$$-\frac{H}{2} \le \Psi \le \frac{H}{2} \Rightarrow \begin{cases} \Psi \le -\dfrac{H}{2} \Rightarrow u = 1 \\ \wedge \\ \Psi \ge \dfrac{H}{2} \quad \Rightarrow \quad u = 0 \end{cases} \tag{IV.46}$$

L'existence du comparateur hystérésis impose une fréquence de commutation f_{sw}en fonction de l'amplitude des ondulations du courant d'inductance Δi_L ou en fonction de l'amplitude des ondulations du courant du condensateur d'entrée $\Delta i_{C_{in}}$ [53,55]. Cette fréquence est donnée par l'équation (IV47) [53,55].

$$f_{sw} = \frac{v_{PV}.\left(v_b - v_{PV}\right)}{\Delta i_{C_{in}}.L.v_b} \tag{IV.47}$$

IV.8.2 Gain K_2 du contrôleur SMC-MPPT

Le comportement en mode glissant, décrit en (IV.25) et (IV.37), garantit qu'en régime permanent $v_{PV} = v_{ref}$, donc la condition $-\frac{H}{2} \le \Psi \le \frac{H}{2}$ devient $-\frac{H}{2} \le i_{C_{in}} K_2 \le \frac{H}{2}$.

K_2 peut être calculée à partir de (IV.48).

$$\left|K_2\right| = \frac{H}{\Delta i_{C_{in}}} \tag{IV.48}$$

Où $\Delta i_{C_{in}}$ doit être conçu pour garantir le mode de conduction continu et éviter de fortes ondulations de la tension PV.

IV.8.3 Conception du filtre de référence.

Dans cette application, le choix d'un filtre passe-bas d'ordre deux est souhaitable pour la tension de référence générée par le contrôleur SMC-MPP [53,55]. Ce filtre est caractérisé par un temps de réponse très court afin d'améliorer la vitesse de suivi du MPPT. La Fig.IV.4montre l'emplacement de filtre passe-baspar apport aux contrôleurs SMC.

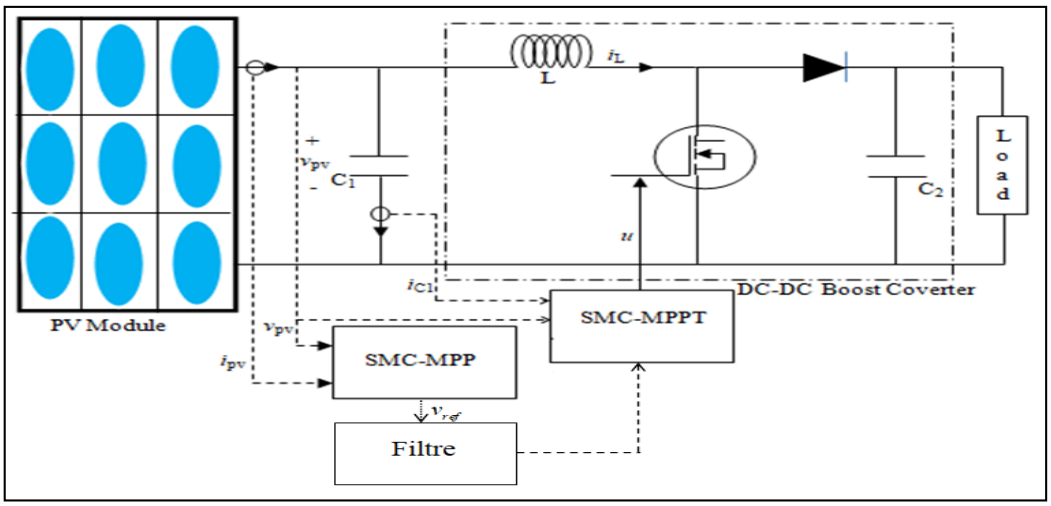


Figure IV.4 : Système PV complet incluant le filtre de référence.

Pour atténuer les dépassements dans la tension de référence photovoltaïque, le facteur d'amortissement du filtre du second ordre donné en (IV.48) est égal à $\xi = 1$. Ce filtre présente un temps de réponse égal à $t_{s,2nd} = \dfrac{5.8339}{\omega_n}$.

$$\frac{v_{ref}(s)}{v_{MPPT}(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2.\omega_n.s + \omega_n^2} \qquad \text{(IV.49)}$$

La réponse temporelle $Y_{Fil}(t)$ de la fonction de transfert à une entrée échelon de grandeur Δv_{MPPT} est donnée en (IV.50).

$$Y_{Fil}(t) = \Delta v_{MPPT}.\left(1 - e^{-\omega_n.t}.(1 + \omega_n.t)\right) \qquad \text{(IV.50)}$$

Ensuite, la valeur maximale de la dérivée de tension filtrée (IV.40) doit être égale à max $\dfrac{dv_{ref}}{dt}$. La valeur de t à laquelle (IV.51) présente le maximum global est $t = \dfrac{1}{\omega_n}$ La

conception de ce filtre nécessite d'évaluer à la fois les limites de fonctionnement du système photovoltaïque PV à savoir les tensions photovoltaïques minimale et maximale. Pour satisfaire les conditions de la commande par mode glissant proposée, le paramètre de filtre ω_n est calculé par méthode détaillée comme dans [44] :

$$\frac{dY_{Fil}}{dt} = \Delta v_{MPPT} \cdot \left(\omega_n{}^2 . t . e^{-\omega_n \cdot t} \right) = \max \left(\frac{dv_{ref}}{dt} \right) \tag{IV.51}$$

$$\omega_n = \frac{\max \left(\frac{dv_{ref}}{dt} \right) . e^1}{\Delta v_{MPPT}} \tag{IV.52}$$

IV.9. Résultats de simulation

Dans cette section, nous abordons les résultats de simulation obtenus en mettant en œuvre le contrôleur proposé pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) d'un système d'énergie renouvelable représenté par un système photovoltaïque. Les résultats de simulation sont présentés pour une étude comparative visant à valider les performances du contrôleur proposé. Matlab/Simulink est utilisé pour modéliser et simuler le système d'énergie renouvelable étudié et l'algorithme de contrôle proposé dont les simulations du panneau photovoltaïque, du convertisseur DC-DC élévateur et de l'algorithme de suivi du point de puissance maximale (SMC) sont réalisées.

Tableau IV. 1. Spécifications du système

Symbole	*Paramètre*	*Valeur*
P_{max} (W)	Puissance maximale du panneau	84.96
V_{MPP} (V)	Tension maximale du panneau	18
I_{MPP} (A)	Courant maximal du panneau	4.75
V_{co}(V)	Tension du circuit ouvert	22.1
I_{sc}(A)	Courant de court-circuit	5
α_V (%/0C)	Coefficient de température de tension	-0.8
α_V (%/0C)	Coefficient de température du courant	0.00065

Les paramètres du système photovoltaïque correspondant au module photovoltaïque de type **BP585** sont mentionnés dans le Tableau IV.1. De ce dernier, on trouve le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et la tension de suivi du point de puissance maximale d'un seul panneau photovoltaïque, pour lequel un convertisseur élévateur DC-DC est sélectionné. Les paramètres du condensateur d'entrée et de l'inductance sont choisis de manière à ce que l'ondulation du courant dans l'inductance soit H=4. De même, les paramètres du contrôleur et du convertisseur sont répertoriés dans le Tableau VI.2.

Tableau IV. 2. Paramètres du Convertisseur DC-DC.

Symbole	*Valeur*
$C_{in}(\mu F)$	132
C_{out} (μF)	66
L (mH)	22.5
R(Ω)	12
f_{sw}(kHz)	60

Scénario 1 **: Conditions climatiques constantes**

Dans ce scénario, l'éclairement et la température sont maintenus fixes à savoir **T=25^{0}C** et **S=1kW/m^2.**Les évolutions des grandeurs suivantes : la puissance photovoltaïque, la tension photovoltaïque, le courant photovoltaïque et la tension de sortie du convertisseur sont présentés sur les Figs.IV.5-IV.8.

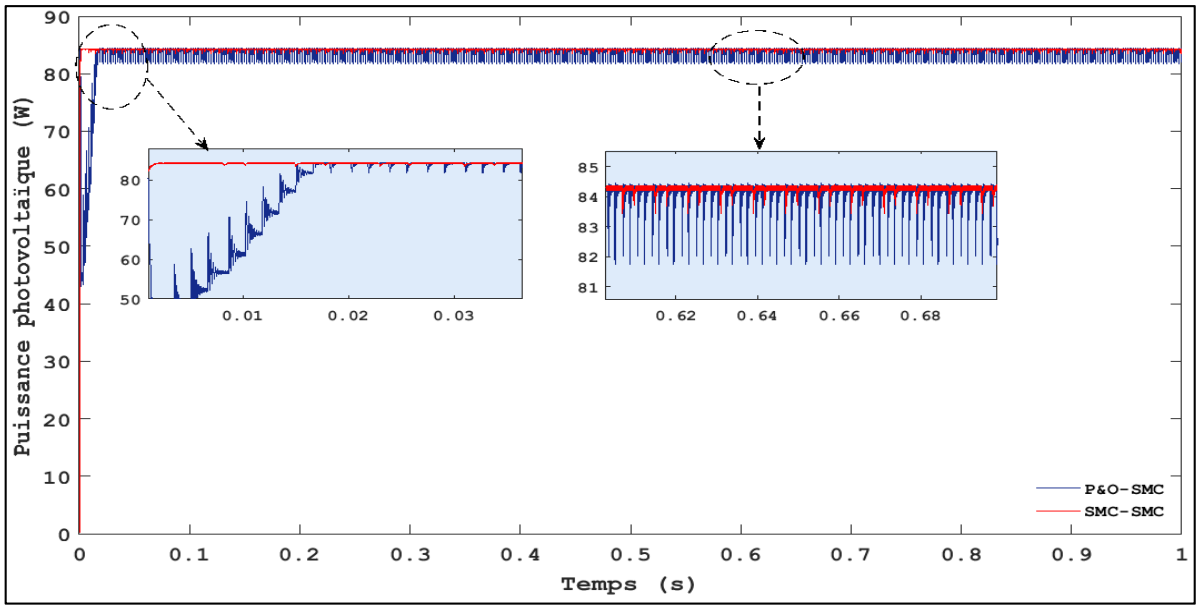


Figure IV.5. Evolution de la puissance photovoltaïque (1er scénario)

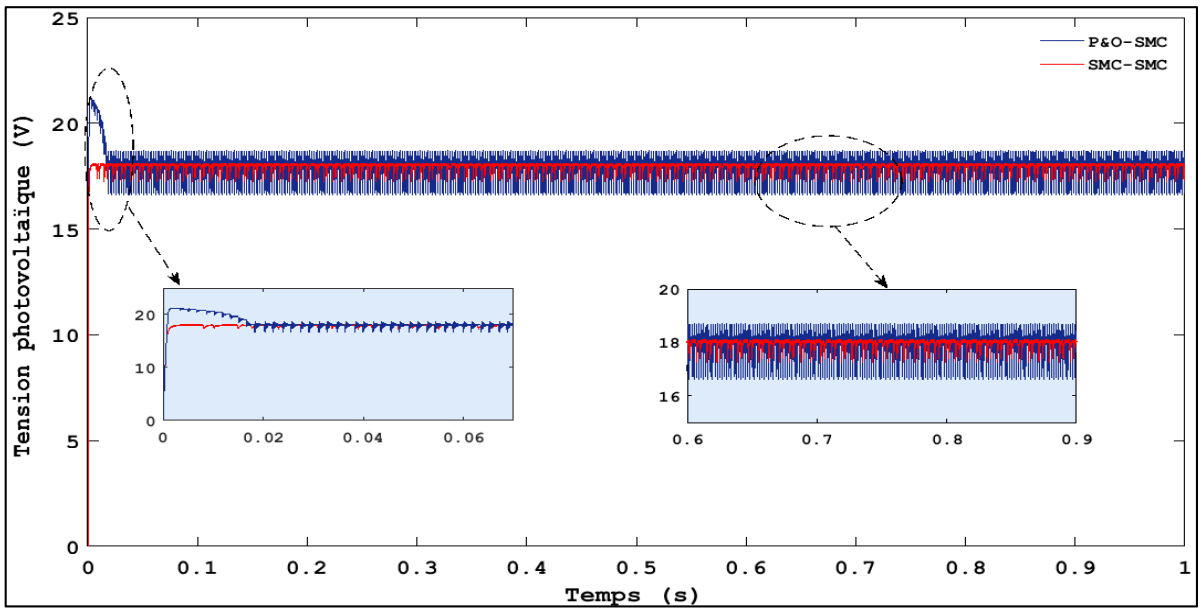


Figure IV.6. Evolution de la tension photovoltaïque (1er scénario)

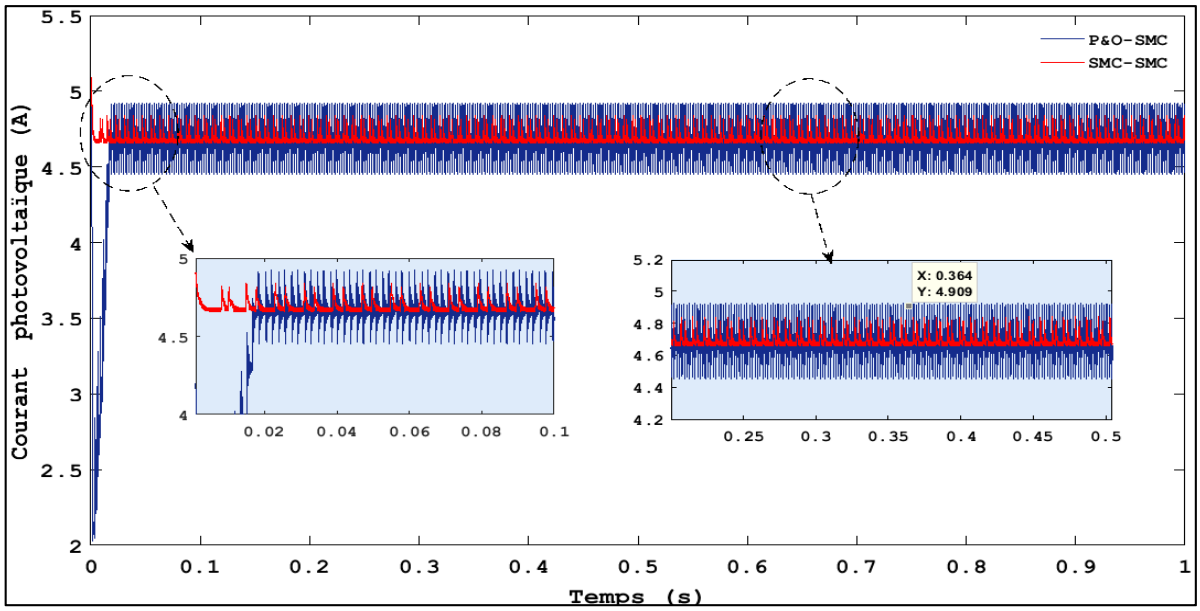


Figure IV.7. Evolution du courant photovoltaïque (1er scénario)

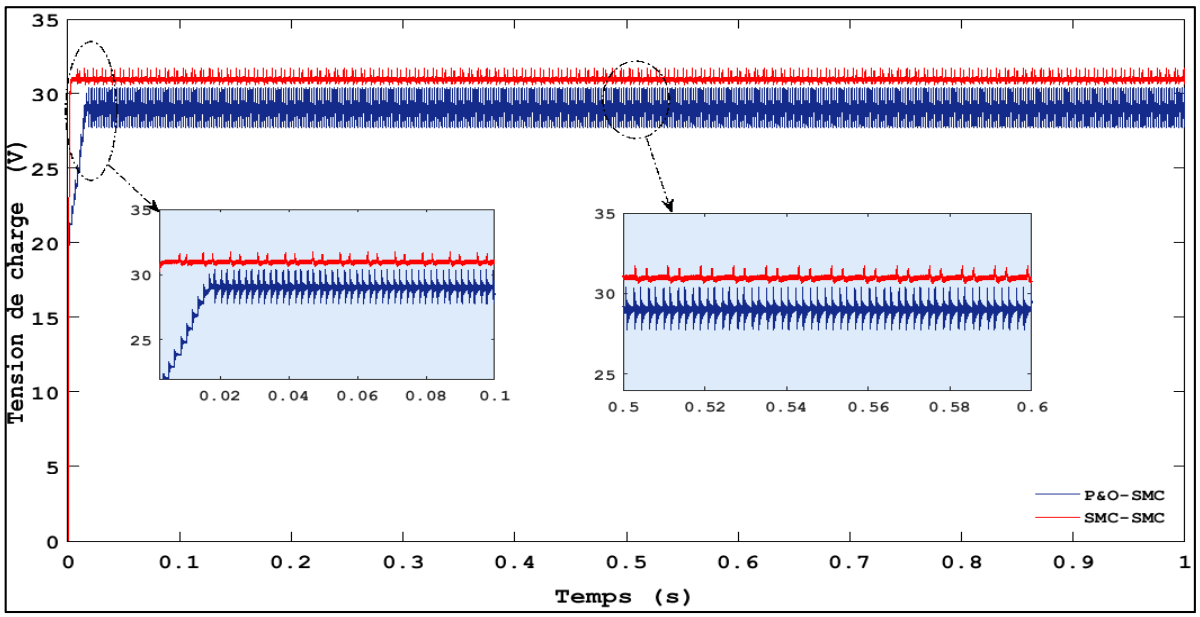


Figure IV.8. Evolution de la tension de charge (1er scénario)

D'après les résultats obtenus, il est observé que les contrôleurs SMC-SMC et P&O SMC sont capables de suivre de manière précise le point de puissance maximale (MPP).

En outre, le contrôleur SMC-SMC offre un temps de réponse très court (2ms).Cependant, la technique P&O-SMC montre un comportement dynamique caractérisé par de fortes oscillations qui sont généralement liées au pas de perturbation. Ainsi, ces

oscillations ont un effet négatif sur le fonctionnement du système PV en entraînant une perte de puissance.

L'objectif de la section suivante consiste à varier les conditions climatiques T et S. Dans chaque essai, nous maintenons un paramètre constant et nous modifions brusquement le deuxième paramètre.

Scénario 2 **: Conditions climatiques variables ; Température fixe et Éclairement variable**

Dans le deuxième scénario, nous appliquons différents profils de référence de la variation de l'éclairement, tout en maintenant la température à 25 °C. Ces profils sont représentés dans les Fig.IV.9 et Fig.IV.11 ; les caractéristiques I-V et P-V du panneau photovoltaïque lié à ces variations sont représentées par les Fig. IV.10 et Fig. IV.12.

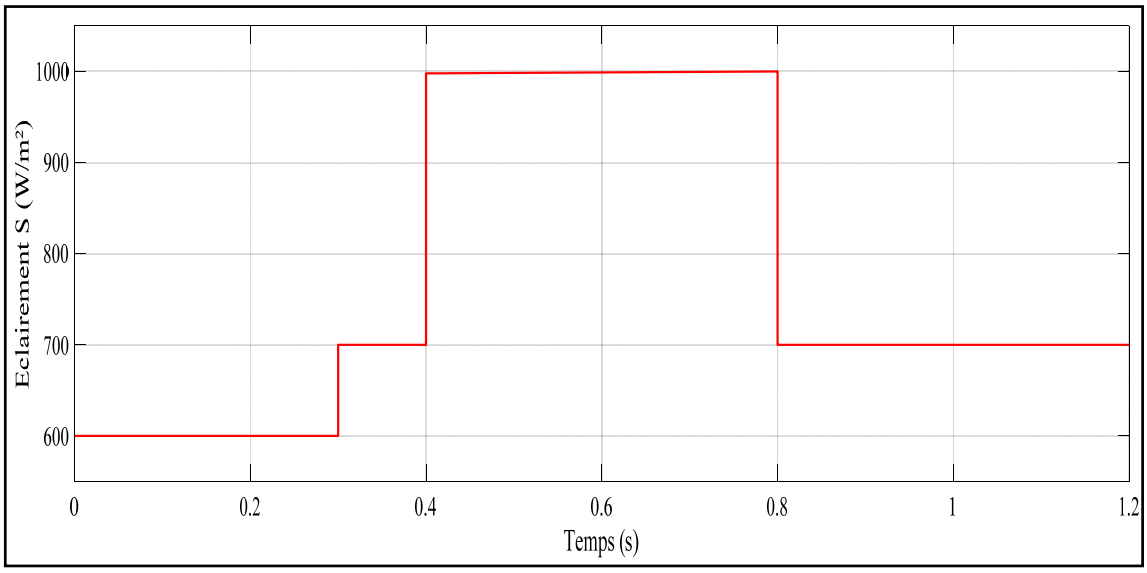


Figure IV.9. Évolution de l'éclairement (2ème scénario-*a*-)

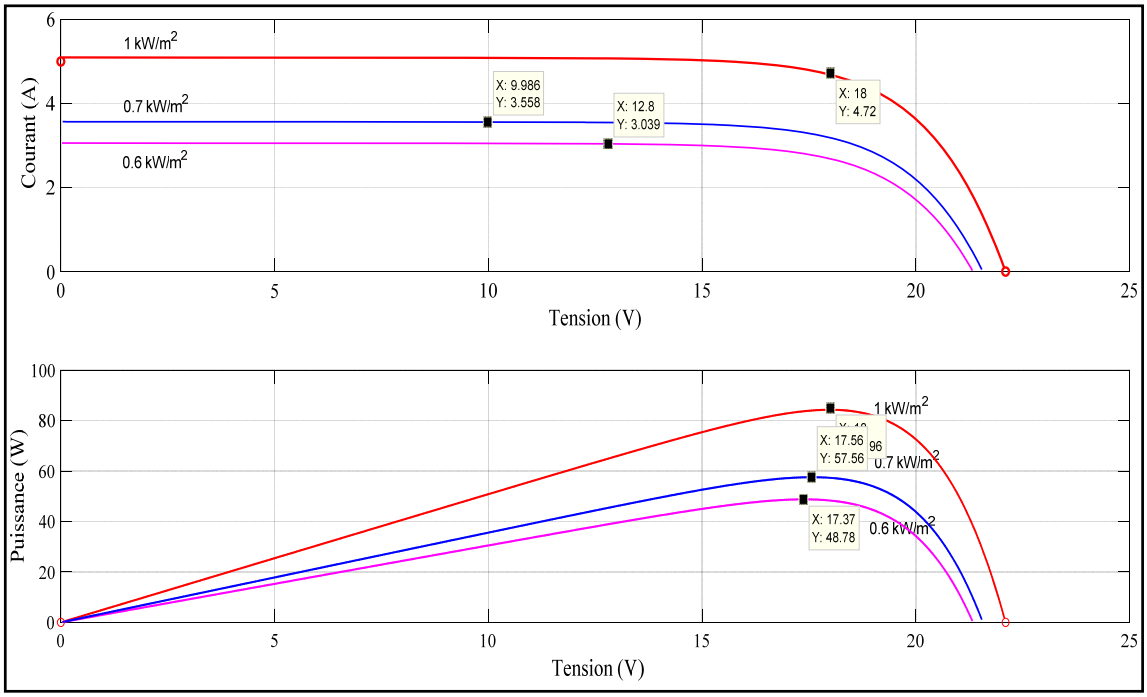


Figure IV.10. Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)

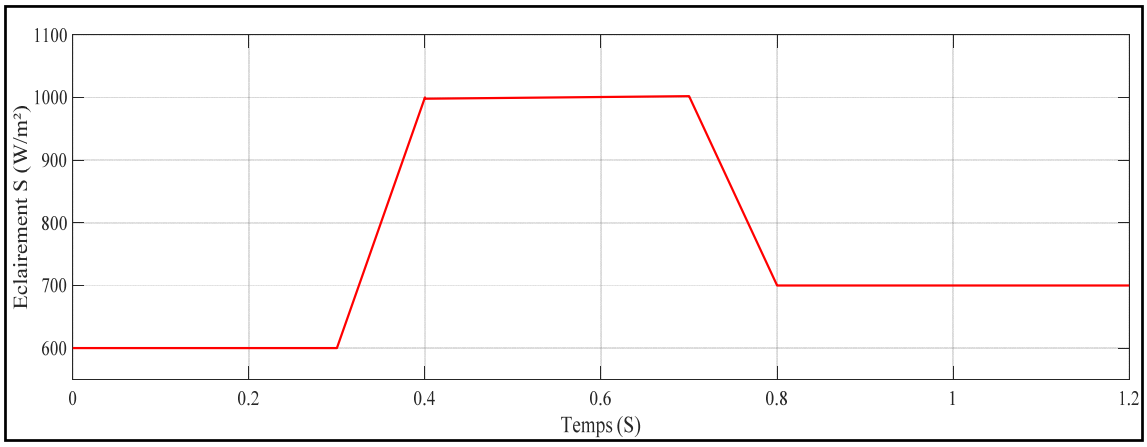


Figure IV.11. Evolution trapézoïdale de l'éclairement (2ème scénario-*b*-)

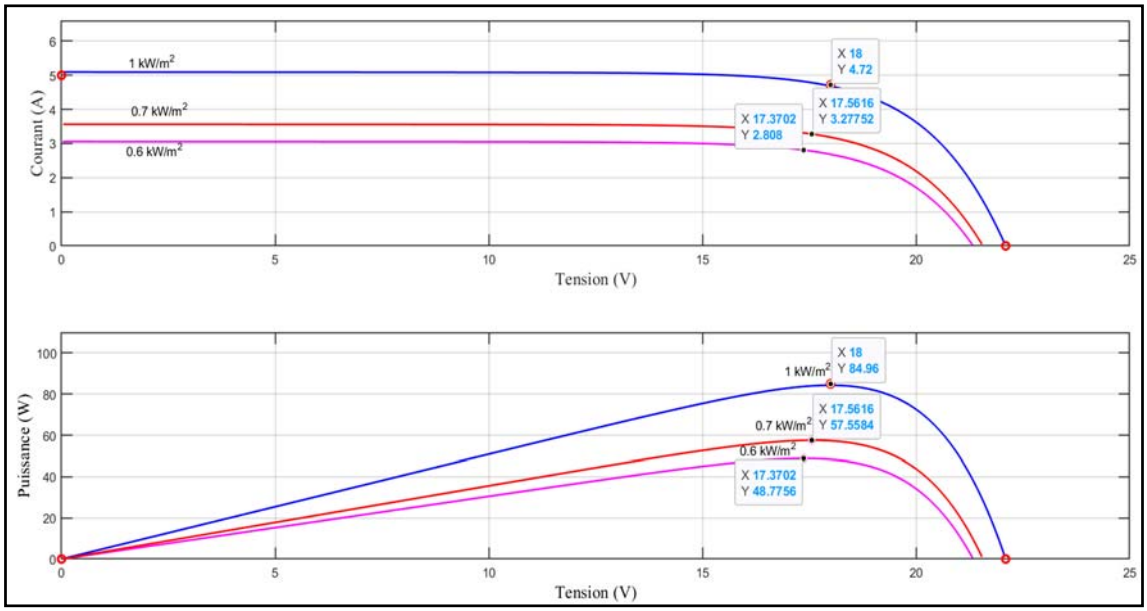


Figure IV.12. Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)

Les Figs. IV.13-IV.16 présentent les résultats de simulation correspondants au 2ème scénario-*a*-. On peut constater que le contrôleur proposé suit le MPP environ de 12 ms plus rapide que le contrôleur conventionnel P&O-SMC. De plus, à chaque variation, l'approche P&O-SMC entraîne une perte d'énergie par rapport au contrôle SMC-SMC. En régime établi, elle oscille autour du MPP avec une plage de 74,5 W à 84 W.

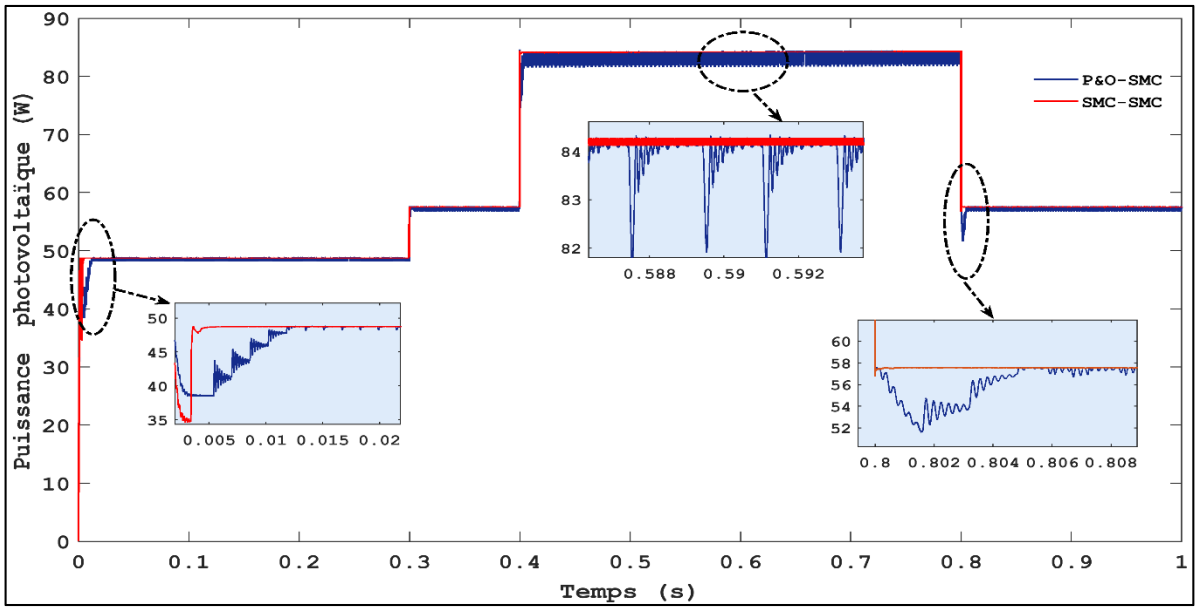


Figure IV.13. Evolution de la puissance photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)

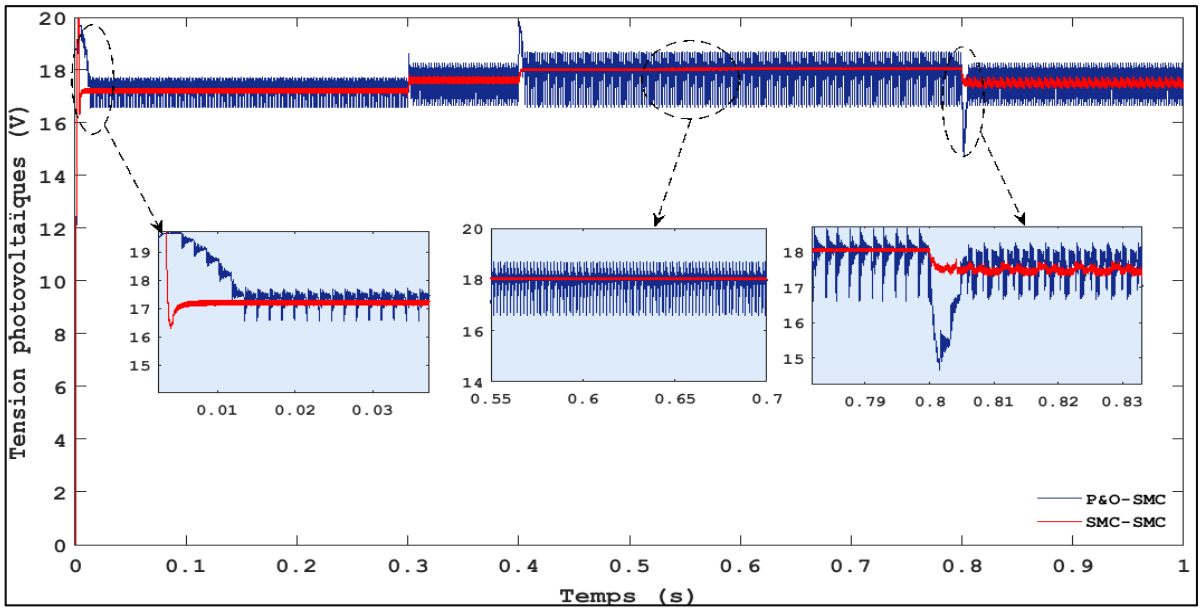


Figure IV.14. Evolution de la tension photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)

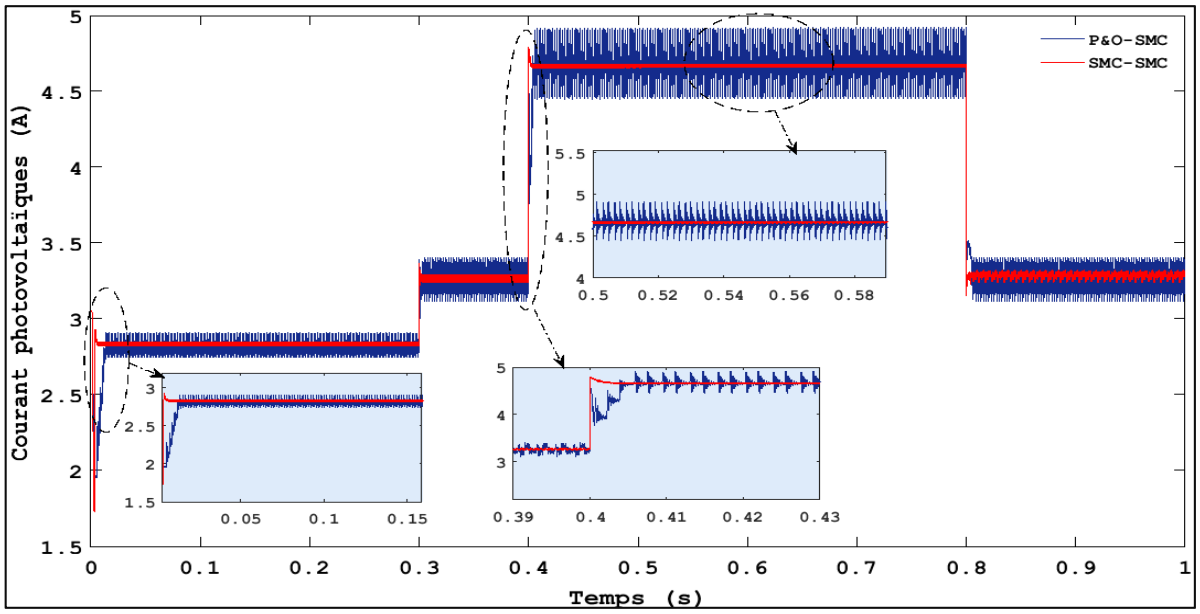


Figure IV.15. Evolution du courant photovoltaïque (2ème scénario-*a*-)

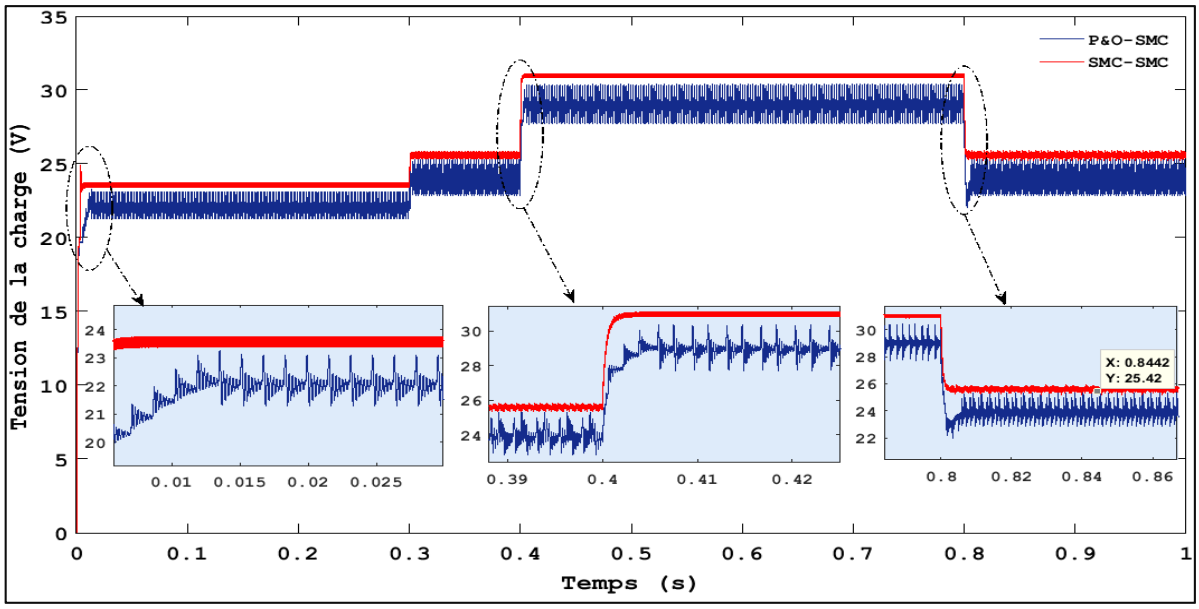


Figure IV.16. Evolution de la tension de charge (2ème scénario-*a*-)

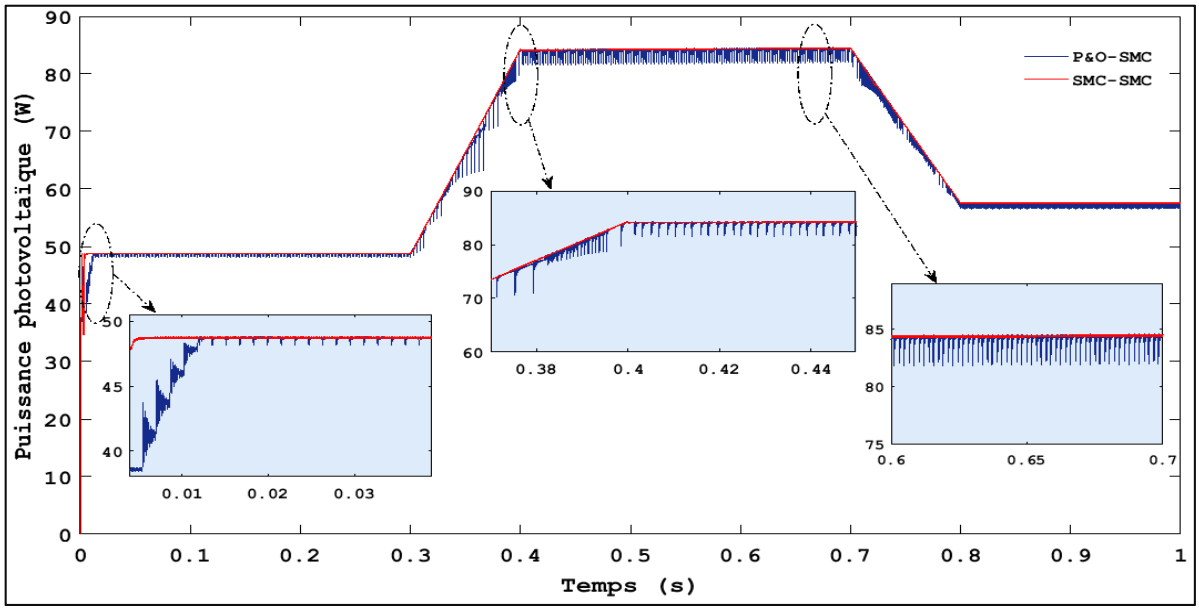


Figure IV.17. Evolution de la puissance photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)

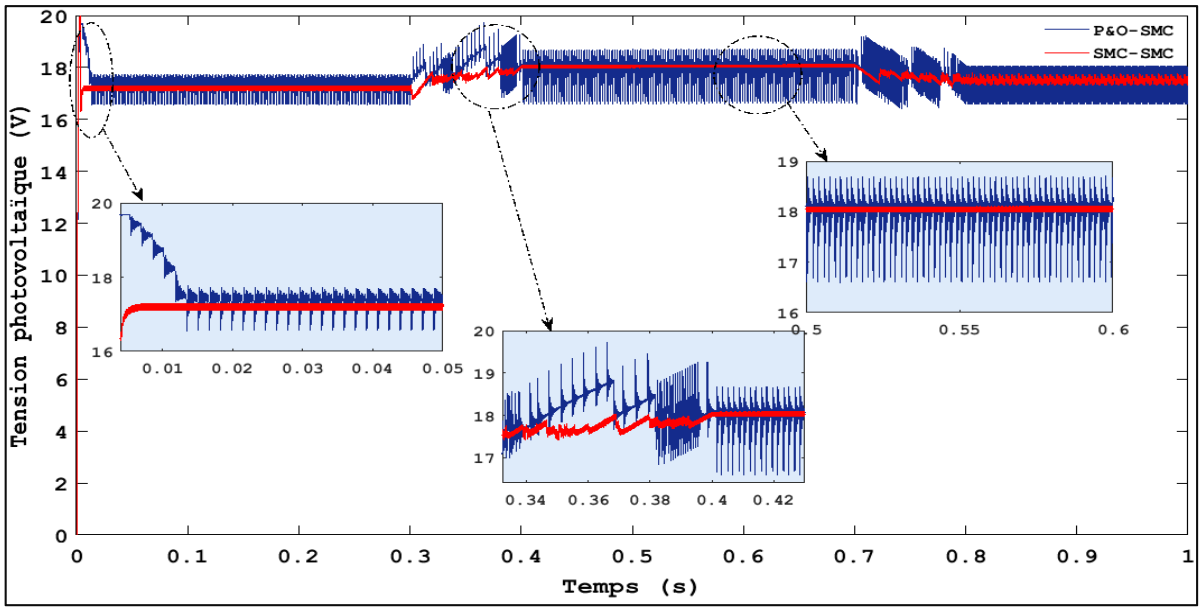


Figure IV.18. Evolution de la tension photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)

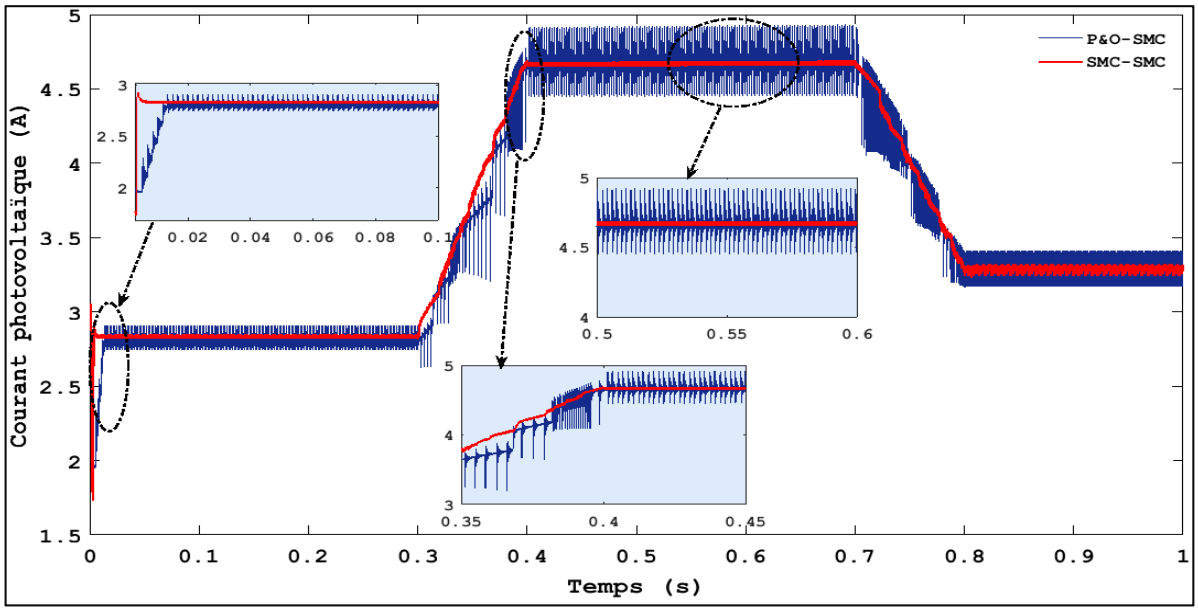


Figure IV.19. Evolution du courant photovoltaïque (2ème scénario-*b*-)

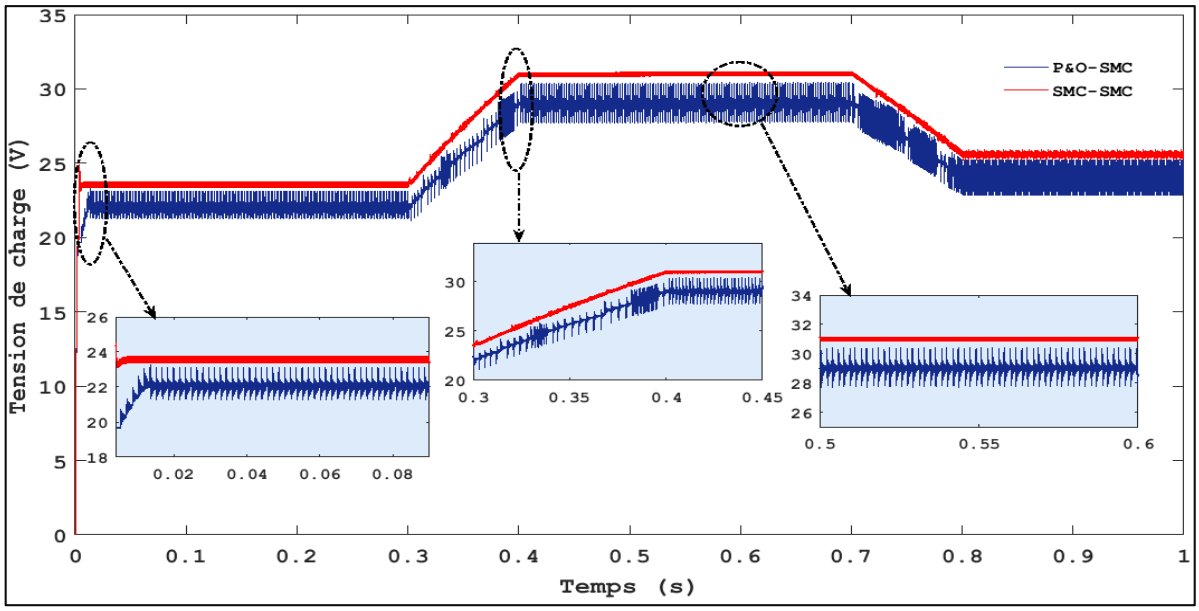


Figure IV.20. Evolution de la tension de charge (2ème scénario-*b*-)

Dans ce scénario, les résultats de simulation illustrés sur les Figs. IV.17-IV.20, mettent en évidence les performances limitées de la méthode P&O-SMC. Lorsque l'éclairement augmente de manière constante, indiquée par une pente positive, la méthode P&O-SMC ne parvient pas à suivre avec précision la trajectoire réelle du point de puissance maximale (MPP). Cela entraîne des pertes de puissance significatives.

De manière similaire, lors d'une diminution de l'irradiation, le problème de suivi est observé, où la méthode P&O-SMC a du mal à suivre précisément la trajectoire réelle du point de puissance maximale (MPP). Contrairement à l'approche classique, la commande SMC-SMC proposée démontre des performances remarquables dans toutes les conditions et elle s'adapte parfaitement à la trajectoire du (MPP), comme le montrent les parties zoomées. Donc, le suivi du MPP est précis, et l'atténuation des oscillations de puissance en régime statique est efficace.

Scénario 3 **: Conditions climatiques variables ; Température variable et Éclairement fixe.**

La variation de la température est l'un des facteurs influencés sur les caractéristiques et le fonctionnement du système photovoltaïque. On maintient dans ce scénario une amplitude constante de l'éclairement (S= 1kW) et on varie la température selon le profile suivants :

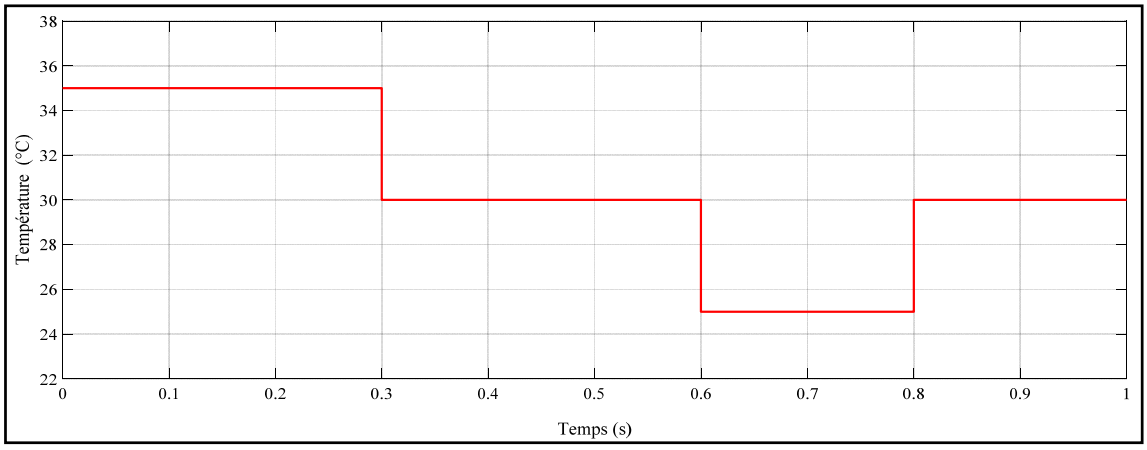


Figure IV.21. Évolution de la température (3ème scénario)

Les caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque dans ce scénario sont présentées sur la Fig.IV.22

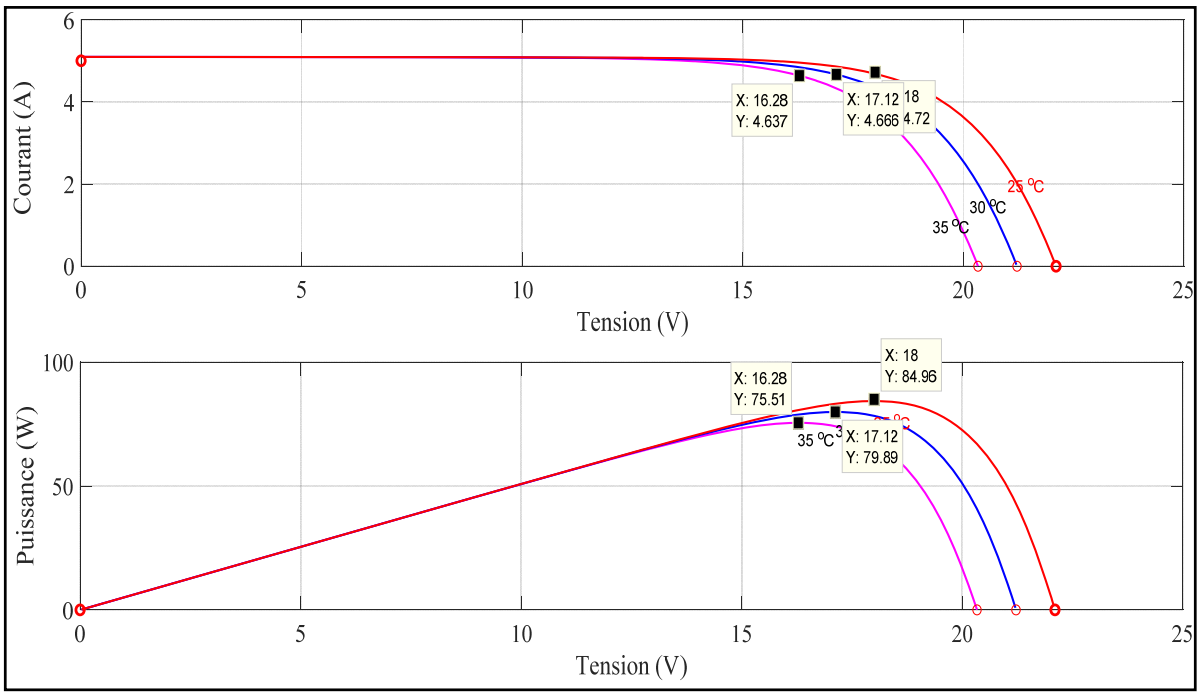


Figure IV.22. Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (3ème scénario)

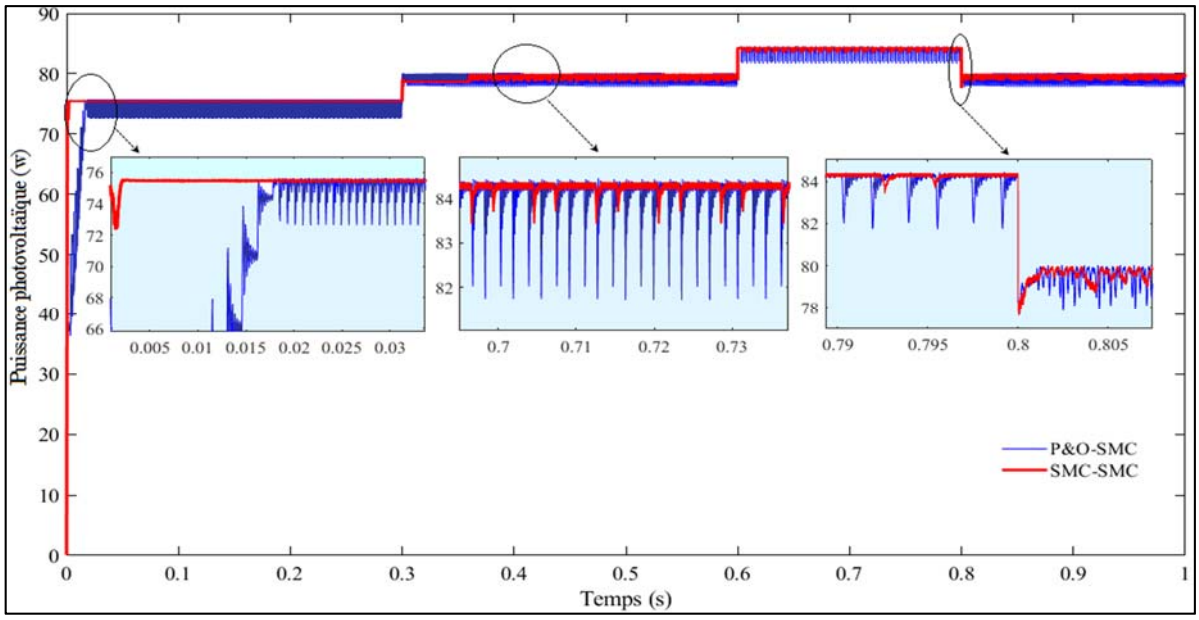


Figure IV.23. Evolution de la puissance photovoltaïque (3ème scénario)

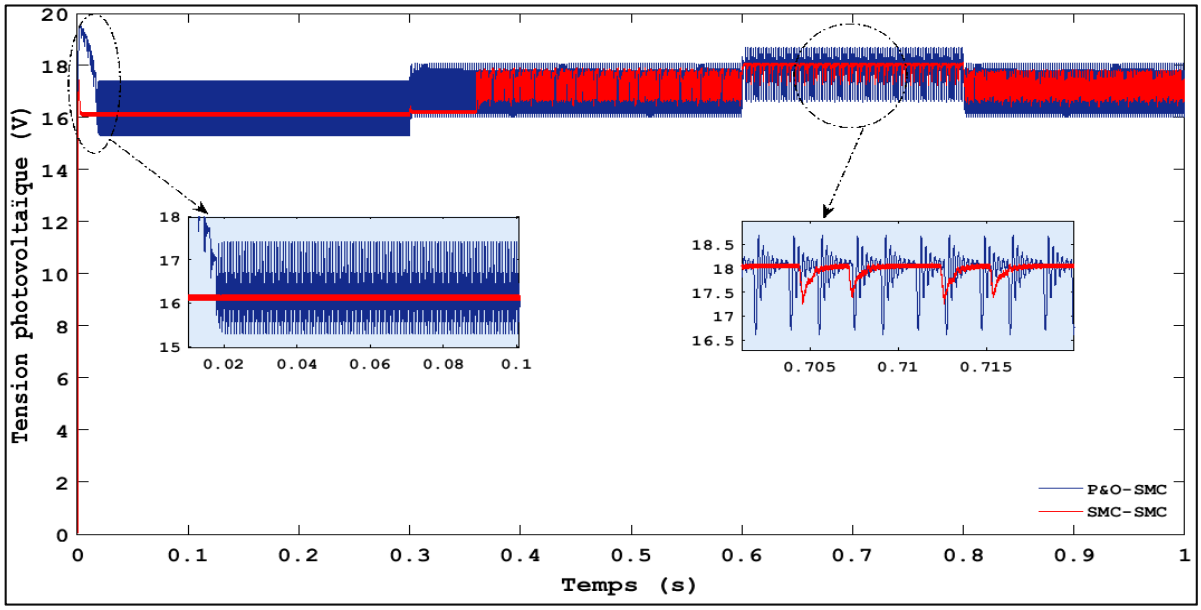


Figure IV.24. Evolution de la tension photovoltaïque (3ème scénario)

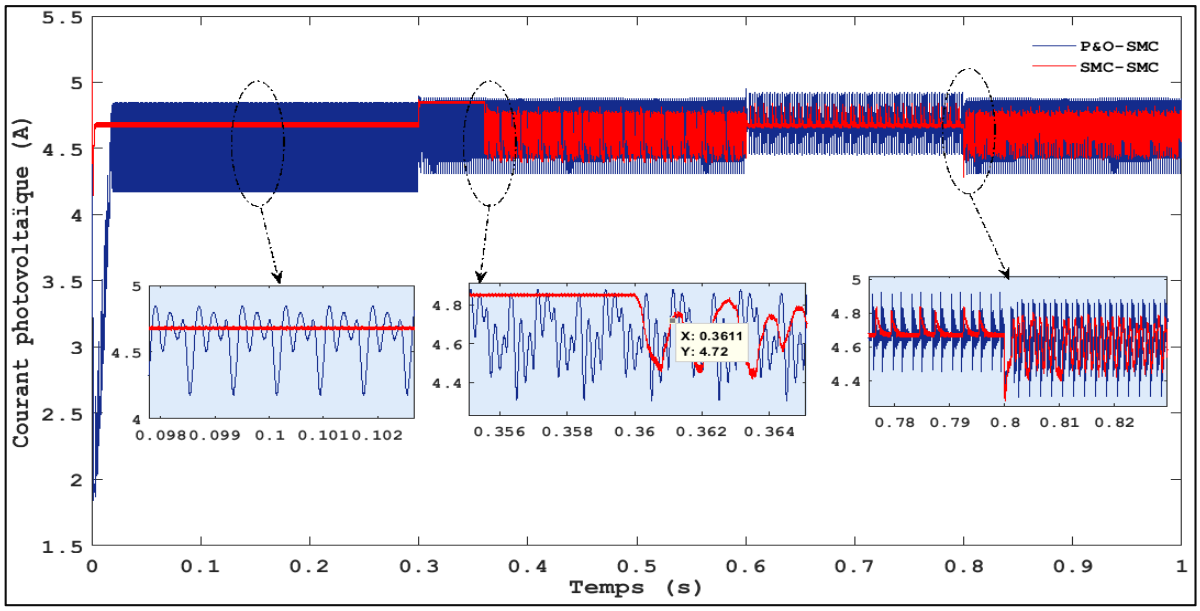


Figure IV.25. Evolution du courant photovoltaïque (3ème scénario)

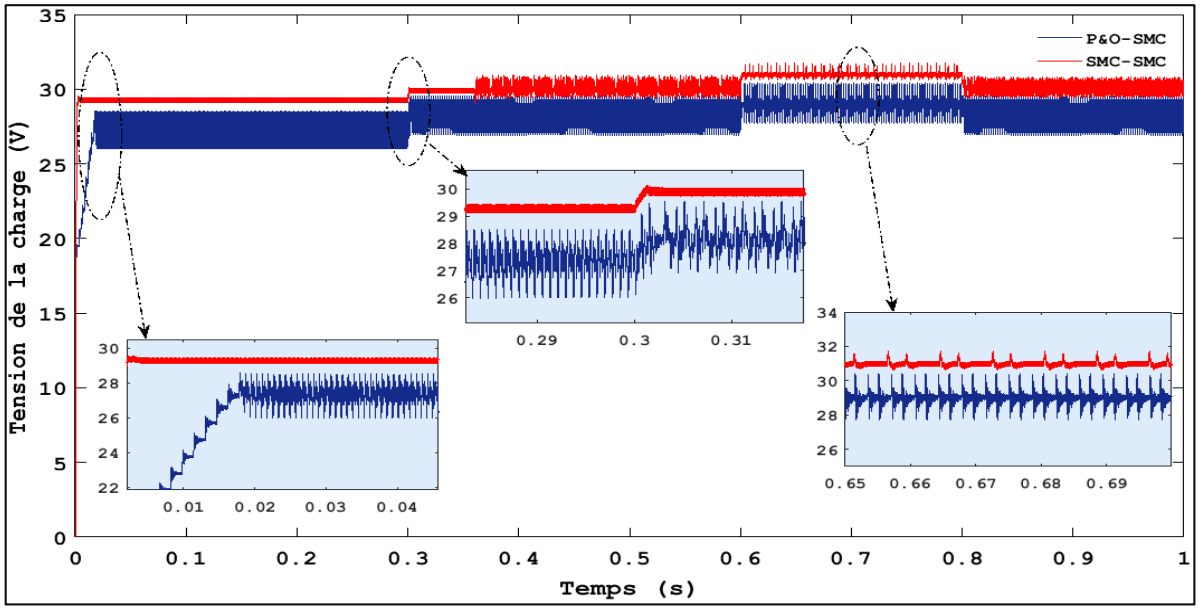


Figure IV.26. Evolution de la tension de charge (3ème scénario)

D'après les résultats de simulation présentés sur les Figs.IV.23 IV.26, Il est à noter que les temps de réponse des deux approches sont presque identiques. Cependant, durant la phase transitoire, on observe une amélioration de la trajectoire du point de puissance maximale (MPP) lors de l'application de la commande SMC-SMC par rapport au P&O-SMC. En outre, l'algorithme P&O-SMC oscille autour du MPP avec une plage de puissance allant de 81,75 W à 84,45 W en régime permanent.

Scénario 4 **: Conditions climatiques variables ; Température et Éclairement variables.**

Comme illustrée dans la Fig.IV.27, une étude a été réalisée pour comparer les performances de l'approche proposée et la méthode conventionnelle dans le suivi de point de puissance maximale (MPPT) sous des variations à la fois de la température et de l'éclairement.

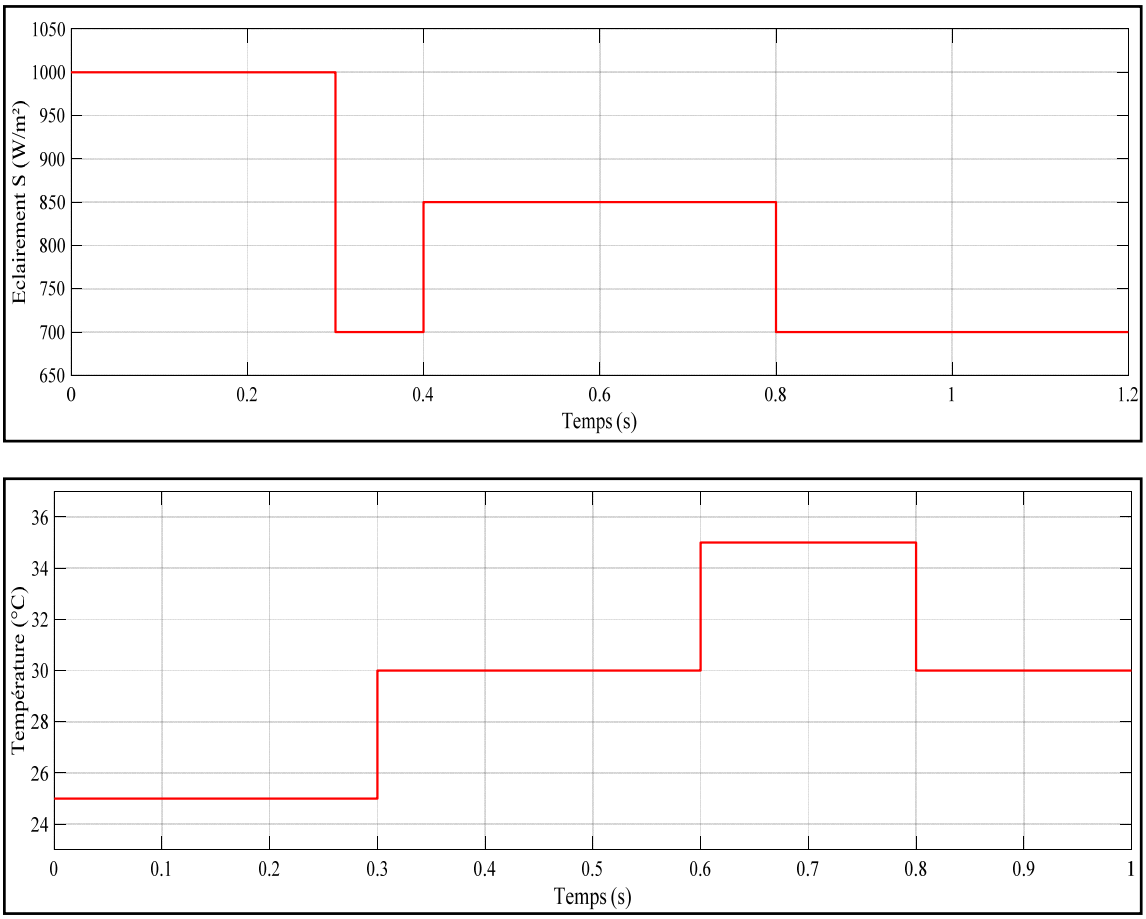


Figure IV.27. Évolution temporelle de la température et de l'éclairement (4ème scénario)

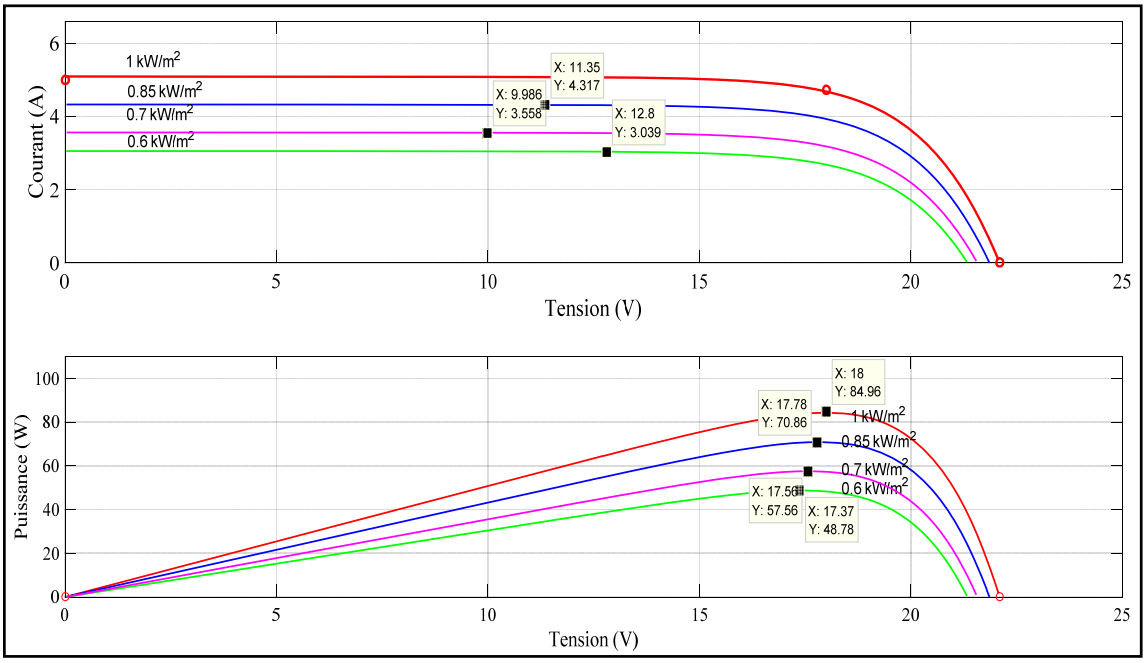


Figure IV.28. Caractéristiques I-V et P-V du système photovoltaïque (4ème scénario)

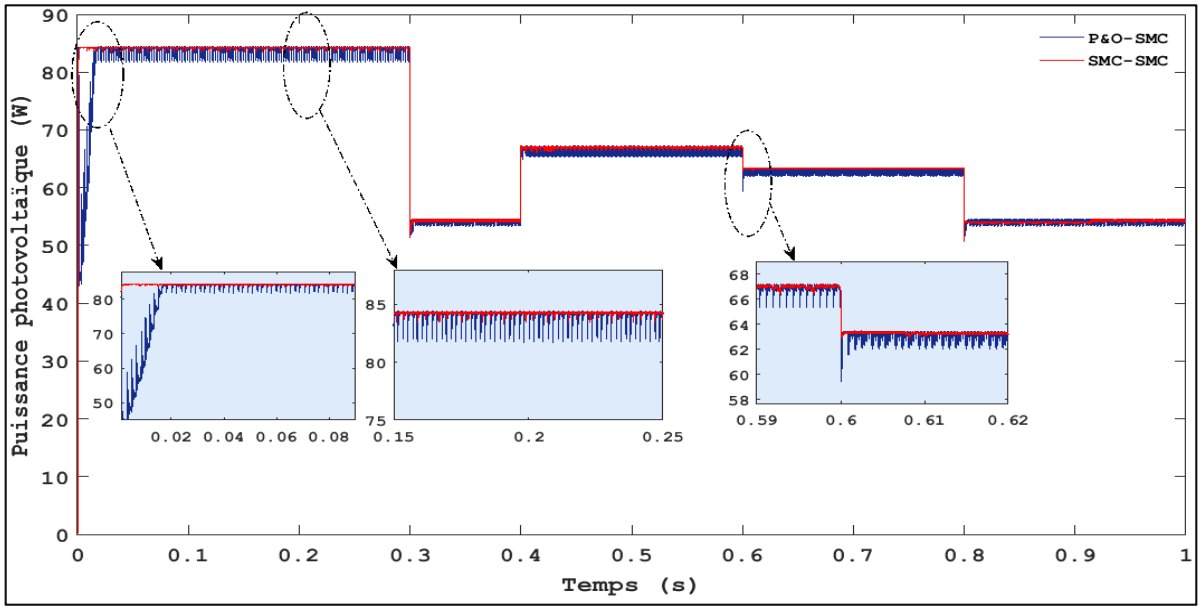


Figure IV.29. Evolution de la puissance photovoltaïque (4ème scénario)

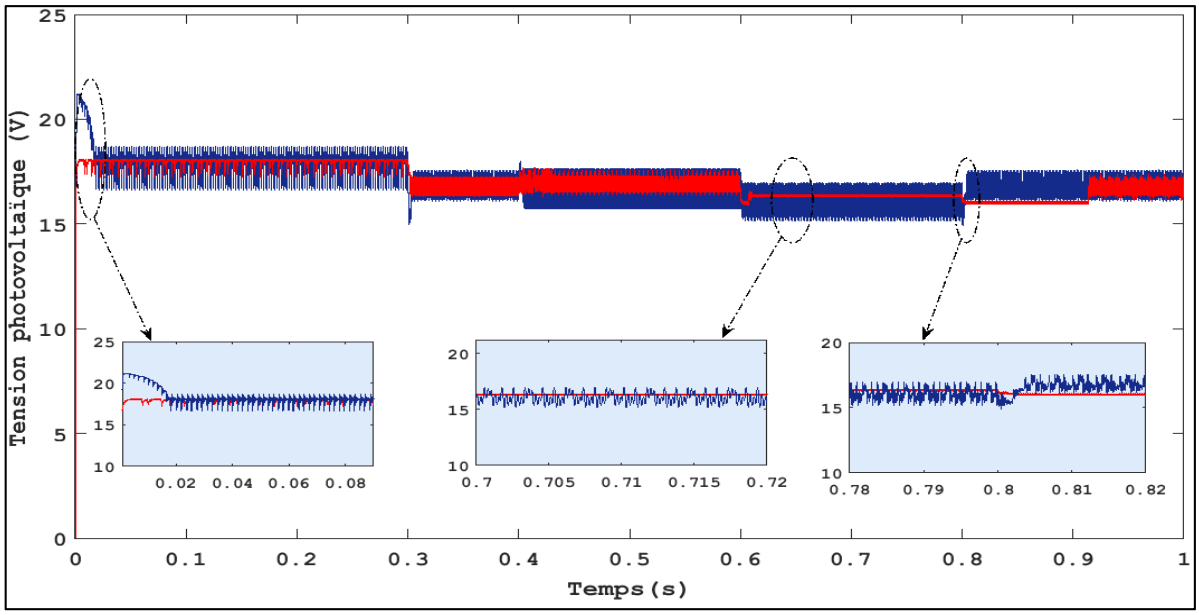


Figure IV.30. Evolution de la tension photovoltaïque (4ème scénario)

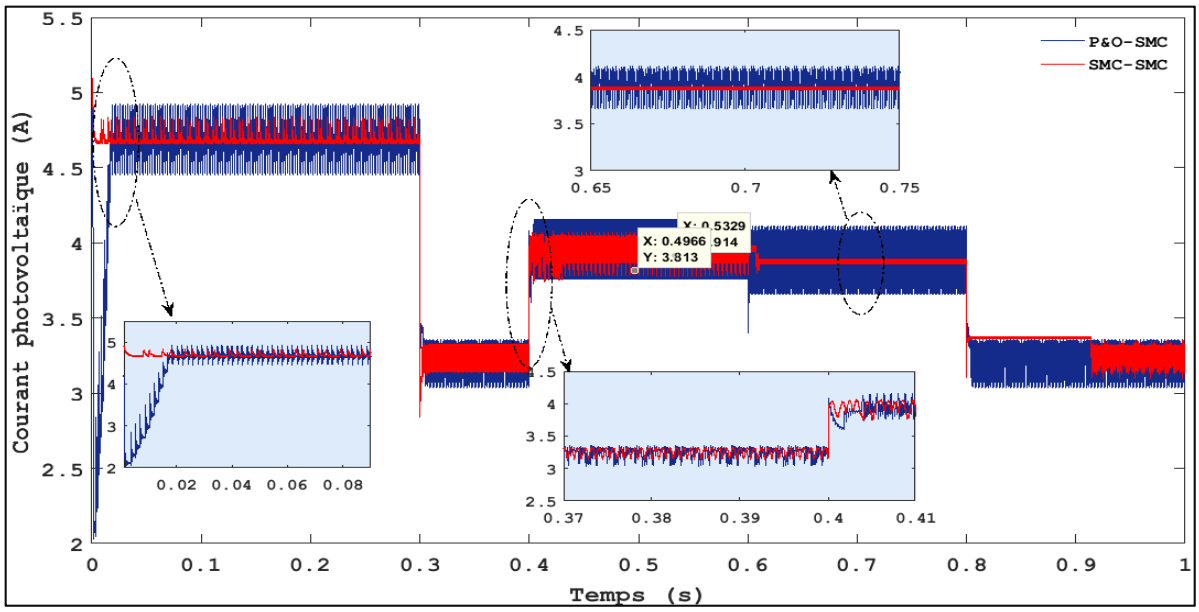


Figure IV.31. Evolution du courant photovoltaïque (4ème scénario)

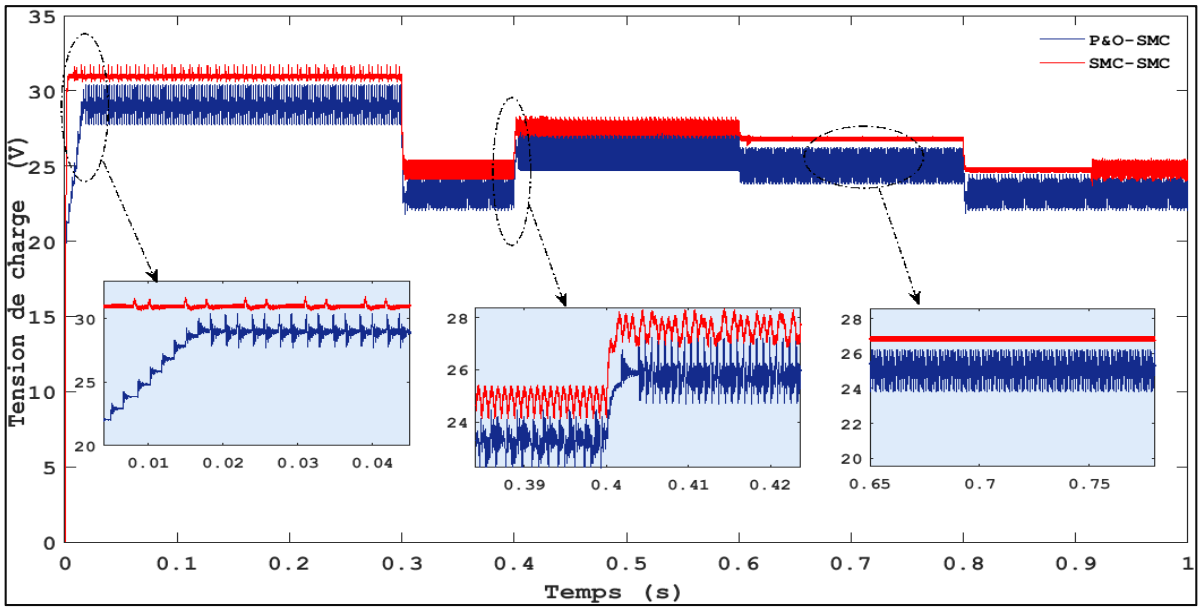


Figure IV.32. Evolution de la tension de charge (4ème scénario)

Dans ce scénario, en termes de robustesse et d'efficacité à la poursuite du MPP de puissance maximale, les résultats de simulation mettent en évidence que l'approche SMC-SMC surpasse l'approche P&O-SMC.

IV.10. Conclusion

Dans le quatrième chapitre, nous présentons brièvement la théorie du contrôle de la commande par mode glissant suivi par le développement de lois de commande avancées fondées sur cette approche pour la recherche du MPPT d'un système photovoltaïque sont revisités faisant ressortir la robustesse de cette dernière. Une étude comparative entre la commande SMC-SMC avec la méthode P&O-SMC a été réalisée prouvant la pertinence de l'algorithme préconisé et des résultats de simulation sont également présentés sous des variations climatiques (température et éclairement).

.

Conclusion générale

Dans un travail conjoint entre le laboratoire QUERE (Université de Sétif 1) et le laboratoire LSTEB ('Université de Batna 2), où l'essentiel des travaux a été réalisé, il nous a été possible de découvrir plusieurs aspects de la commande des systèmes en général et des systèmes de puissance en particulier.

L'objectif principal de cette thèse était de contribution à la conception d'une approche non linéaire pour commander un système d'énergie renouvelable à savoir le système photovoltaïque. Ce système est employé pour fournir une puissance électrique aux consommateurs à l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC de type Boost. L'efficacité de ce contrôleur est évaluée par simulation numérique en soumettant le système considéré à diverses perturbations.

Les principales ressources d'énergies renouvelables, leurs systèmes d'exploitation et leurs applications dans la production de l'électricité, suivi par la transition énergétique mondiale et l'évolution vers les énergies renouvelables en Algérie ont été présentées dans le premier chapitre. Dans le second chapitre, nous avons exposé la modélisation mathématique des composants constitutifs de l'ensemble de l'installation photovoltaïque, notamment le générateur photovoltaïque et le convertisseur, a été présentée. Une brève présentation des techniques de poursuite de la puissance maximale a été fournie, qui garantissent le fonctionnement optimal du système photovoltaïque au point de puissance maximale (MPP). Deux méthodes conventionnelles (P&O, IC) ont été introduites en premier lieu. Le principal problème de l'algorithme perturber et observer réside dans la divergence du point de puissance maximale lors de variations brusques de l'irradiation. En ce qui concerne l'approche IC, elle entraîne malheureusement un très long temps d'exécution. Les deux techniques présentent également des oscillations autour du MPP, ce qui signifie que le système reste constamment à la recherche de ce point(MPP). C'est pourquoi l'utilisation de méthodes avancées de commande robuste, telles que l'approche par mode glissant (SMC), a été envisagée pour remédier aux problèmes engendrés par les méthodes conventionnelles mentionnées précédemment.

Au sein du quatrième chapitre, nous avons introduit la théorie de la commande SMC et l'utilisation de celle-ci pour concevoir un contrôleur avancé destiné aux systèmes photovoltaïques. Cette commande assure un fonctionnement optimal au point de puissance maximale (MPP), une robustesse face aux fluctuations de la température et de l'irradiation, ainsi qu'une réduction des oscillations au niveau de la tension de charge fournie par le convertisseur. Les paramètres du contrôleur ont été calculés en résolvant un ensemble d'équations non linéaires dérivées de la combinaison des équations de conception du filtre avec les contraintes nécessaires pour maintenir le régime glissant dans toutes les conditions de fonctionnement du module photovoltaïque et du convertisseur. Les simulations réalisées ont clairement démontré les performances et la robustesse de l'approche proposée.

En ce qui concerne les perspectives, nous avons l'intention de confirmer la faisabilité de la commande proposée en effectuant des expériences concrètes, tout en étudiant sa pertinence pour d'autres types de convertisseurs DC-DC et d'autre système d'énergie renouvelable.

Références

[1] Koutroulis, E., Kalaitzakis, K., & Voulgaris, N. C. (2001). Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. IEEE Transactions on power electronics, 16(1), 46-54.

[2] Yang, B., Li, W., Zhao, Y., & He, X. (2009). Design and analysis of a grid-connected photovoltaic power system. IEEE transactions on power electronics, 25(4), 992-1000

[3] Khanna, R., Zhang, Q., Stanchina, W. E., Reed, G. F., & Mao, Z. H. (2013). Maximum power point tracking using model reference adaptive control. IEEE Transactions on power Electronics, 29(3), 1490-1499.

[4] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2005). Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. IEEE transactions on power electronics, 20(4), 963-973.

[5] Konstantopoulos, C., & Koutroulis, E. (2013). Global maximum power point tracking of flexible photovoltaic modules. IEEE transactions on Power Electronics, 29(6), 2817-2828.

[6] Esram, T., Kimball, J. W., Krein, P. T., Chapman, P. L., & Midya, P. (2006). Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control. IEEE Transactions on power electronics, 21(5), 1282-1291.

[7] Mastromauro, R. A., Liserre, M., & Dell'Aquila, A. (2012). Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 8(2), 241-254.

[8] Esram, T., & Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. IEEE Transactions on energy conversion, 22(2), 439-449.

[9] Chavarria, J., Biel, D., Guinjoan, F., Meza, C., & Negroni, J. J. (2012). Energy-balance control of PV cascaded multilevel grid-connected inverters under level-shifted and phase-shifted PWMs. IEEE transactions on industrial electronics, 60(1), 98-111.

[10] Tan, S. C., Lai, Y. M., & Chi, K. T. (2008). General design issues of sliding-mode controllers in DC–DC converters. IEEE transactions on industrial electronics, 55(3), 1160-1174.

[11] Tan, S. C., Lai, Y. M., & Chi, K. T. (2008). General design issues of sliding-mode controllers in DC–DC converters. IEEE transactions on industrial electronics, 55(3), 1160-1174.

[12] Levron, Y., & Shmilovitz, D. (2013). Maximum power point tracking employing sliding mode control. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, 60(3), 724-732.

[13] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2009). A technique for improving P&O MPPT performances of double-stage grid-connected photovoltaic systems. IEEE transactions on industrial electronics, 56(11), 4473-4482.

[14] Demirbas, M. F. (2007). Electricity production using solar energy. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 29(6), 563-569.

[15] Kassmi, K., Hamdaoui, M., & Olivié, F. (2007). Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique. Revue des Energies Renouvelables, 10(4), 451-462.

[16] Gergaud, O. (2002). Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur (Doctoral dissertation, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan).

[17] Saitov, E. B., & Sodiqov, T. B. (2022, June). Modeling an autonomous photovoltaic system in the MATLAB Simulink software environment. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2432, No. 1, p. 020022). AIP Publishing LLC.

[18]. Juzeniene, A., Brekke, P., Dahlback, A., Andersson-Engels, S., Reichrath, J., Moan, K., ... & Moan, J. (2011). Solar radiation and human health. Reports on Progress in Physics , 74(6), 066701

[19] Roy, J. N., & Bose, D. N. (2018). Photovoltaic Science and Technology. Cambridge University Press.

[20] Cédric, C. (2008). Energy optimization of the electonic adaptation stage dedicated to photovoltaic conversion. Université de Toulouse, 162.

[21] Reisi, A. R., Moradi, M. H., & Jamasb, S. (2013). Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review. Renewable and sustainable energy reviews, 19, 433-443.

[22] Ghose, S., Uddin, A., Nandy, K., & Uddin, G. (2015). Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System by using Microcontroller. Journal of Modern Science and Technology, 3(1), 201-2013.

[23] Leloux, J., Narvarte, L., & Trebosc, D. (2012). Review of the performance of residential PV systems in France. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(2), 1369-1376.

[24] Richet, N. (2016). Les cellules photovoltaïques en silicium : théorie et

fabrication. France: EDP Sciences.

[25] Akkaya, R., Kulaksız, A. A., & Aydoğdu, Ö. (2007). DSP implementation of a PV system with GA-MLP-NN based MPPT controller supplying BLDC motor drive. Energy Conversion and Management, 48(1), 210-218.

[26] Killi, M., & Samanta, S. (2015). Modified perturb and observe MPPT algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems. IEEE transactions on Industrial Electronics, 62(9), 5549-5559.

[27] Ishaque, K., & Salam, Z. (2013). A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 19, 475-488.

[28] Protection & Control Systems of Solar Power Plants: (Small, Medium & Large): Solar Energy, Solar Power Plants, Protection and Control Systems, Guidelines/Standards, PV systems fault finding, PV systems testings, Disturbances/Fire incident. (2021). (n.p.): Dr. Maty Ghezelayagh.

[29] Zerhouni, F. Z., Zegrar, M., Brahim, S. K., & Stambouli, A. B. (2008). Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique. Journal of Renewable Energies, 11(1), 41-49.

[30] Bastidas-Rodriguez, J. D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., & Spagnuolo, G. (2014). Maximum power point tracking architectures for photovoltaic systems in mismatching conditions: a review. IET Power Electronics, 7(6), 1396-1413.

[31] Liu, F., Kang, Y., Zhang, Y., & Duan, S. (2008, June). Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter. In 2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (pp. 804-807). IEEE.

[32] Inaba, C. Y., Konishi, Y., Iyomori, H., & Nakaoka, M. (2002, November). Performance evaluations of coupled inductor-assisted high frequency PWM chopper type DC-DC converters. In IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society. IECON 02 (Vol. 1, pp. 43-48). IEEE..

[33] Hohm, D. P., & Ropp, M. E. (2003). Comparative study of maximum power point tracking algorithms. Progress in photovoltaics: Research and Applications, 11(1), 47-62.

[34] Subudhi, B., & Pradhan, R. (2012). A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. IEEE transactions on Sustainable Energy, 4(1), 89-98.

[35] Saravanan, S., & Babu, N. R. (2016). Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system–A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57, 192-

204.

[36] Lopez, S., Bouchot, V., Lakhssassi, M., Calcagno, P., & Grappe, B. (2010, February). Modeling of Bouillante geothermal field (Guadeloupe, French lesser Antilles). In Proceedings, 35th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-1988.

[37] Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P. (2003). Power electronics: converters, applications, and design. John wiley & sons..

[38] Chapin, D. M., Fuller, C. S., & Pearson, G. L. (1954). A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. Journal of applied physics, 25(5), 676-677.

[39] Baggini, A. (2008). Handbook of power quality. John Wiley & Sons..

[40] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., & Lazaro, A. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. Solar energy materials and solar cells, 90(11), 1555-1578.

[41] Utkin, V., & Lee, H. (2006, June). Chattering problem in sliding mode control systems. In International Workshop on Variable Structure Systems, 2006. VSS'06. (pp. 346-350). IEEE.

[42] Vaidyanathan, S., & Lien, C. H. (Eds.). (2017). Applications of sliding mode control in science and engineering (Vol. 709). Springer.

[43] Asada, H., & Slotine, J. J. (1986). Robot control and analysis...

[44] Ali, A. I. M., & Mohamed, H. R. A. (2022). Improved P&O MPPT algorithm with efficient open-circuit voltage estimation for two-stage grid-integrated PV system under realistic solar radiation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 137, 107805.

[45] Utkin, V. I., & Utkin, V. I. (1992). Scope of the theory of sliding modes. Sliding modes in control and optimization, 1-11.

[46] Paquin, L. N. (2001). Application du backstepping a une colonne de flottation. Universite Laval.

[47] Utkin, V. (1977). Variable structure systems with sliding modes. IEEE Transactions on Automatic control, 22(2), 212-222.

[48] Slotine, J. J. E., & Li, W. (1991). Applied nonlinear control (Vol. 199, No. 1, p. 705). Englewood Cliffs, NJ: Prentice hall.

[49] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho, E. (2009). Comprehensive approach to

modeling and simulation of photovoltaic arrays. IEEE Transactions on power electronics, 24(5), 1198-1208.

[50] Boukezata, B., Chaoui, A., Gaubert, J. P., & Hachemi, M. (2016). Power quality improvement by an active power filter in grid-connected photovoltaic systems with optimized direct power control strategy. Electric Power Components and Systems, 44(18), 2036-2047.

[51] Bianconi, E., Calvente, J., Giral, R., Mamarelis, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., ... & Vitelli, M. (2012). A fast current-based MPPT technique employing sliding mode control. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 60(3), 1168-1178.

[52] Park, J. Y., & Choi, S. J. (2017). A novel simulation model for PV panels based on datasheet parameter tuning. Solar Energy, 145, 90-98.

[53] Eicker, U. (2003). Solar technologies for buildings. John Wiley & Sons.

[54] Sira-Ramirez, H. (1987). Sliding motions in bilinear switched networks. IEEE transactions on circuits and systems, 34(8), 919-933.

[55] Erickson, R. W., & Maksimovic, D. (2007). Fundamentals of power electronics. Springer Science & Business Media. R. Erickson and D. Maksimovic, Fundamentals of Power Electronics. New York: Kluwer Academic Publishers, 2004.

[56] Patel Mukund, R. (2006). Wind and solar power systems: design, analysis, and operation.

[57] Orr, T. (2007). Hydroelectric Energy. États-Unis: Cherry Lake Publishing.

[58] Burton, T. (2001). Wind Energy Handbook. Allemagne: Wiley.

[59] Balzannikov, M. I., & Vyshkin, E. G. (2011). Hydroelectric Power Plants' Re Servoirs And Their Impact On The Environment. In ENVIRONMENT. TECHNOLOGIES. RESOURCES. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (Vol. 1, pp. 171-174).

[60] Riolet, E. (2007). L'énergie solaire et photovoltaïque pour le particulier. France: Eyrolles.

[61] Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. Renewable and sustainable energy reviews, 6(1-2), 3-65. t

[62] Hou, J., Cao, M., & Liu, P. (2018). Development and utilization of geothermal energy in China: Current practices and future strategies. Renewable energy, 125, 401-412.

[63] Goetzberger, A., & Hoffmann, V. U. (2005). Photovoltaic solar energy generation (Vol. 112). Springer Science & Business Media.

[64] Integration of Renewables in Power Systems by Multi-Energy System Interaction. (2021). Suisse: MDPI AG.

[65] Kober, T., Schiffer, H. W., Densing, M., & Panos, E. (2020). Global energy perspectives to 2060–WEC's World Energy Scenarios 2019. Energy Strategy Reviews, 31, 100523..

[66] Newell, R., Raimi, D., Villanueva, S., & Prest, B. (2020). Global Energy Outlook 2020: energy transition or energy addition. Resources for the Future.

[67] Bilgili, M., Bilirgen, H., Ozbek, A., Ekinci, F., & Demirdelen, T. (2018). The role of hydropower installations for sustainable energy development in Turkey and the world. In Renewable Energy (Vol. 126). https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.089.

[68] Bouraiou, A., Necaibia, A., Boutasseta, N., Mekhilef, S., Dabou, R., Ziane, A., ... & Touaba, O. (2020). Status of renewable energy potential and utilization in Algeria. Journal of Cleaner Production, 246, 119011..

[69] Ministère De L'énergie Et Des Mines https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure

[70] Védie, H. L. (2022). Le marché du gaz en Afrique suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Policy Center for the New South.

[71] Chabani, A., Makhloufi, S., & Lachtar, S. (2021). Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria. EAI Endorsed Transactions on Energy Web, 8(36), e7-e7.

[72] creg.dz. Commission for Regulation of Electricity and Gas. Program Indicative of the Requirements for Means of Production of Electricity (2008–2017). Available online:

[73] SPE (La Société Algéienne de Production de l'Eléctricité) Plan de Developpement 2018. Available online: https://www.spe.dz/ index.php/fr/ (accessed on 12 June 2020).

[74] Himri, Y., Rehman, S., Mostafaeipour, A., Himri, S., Mellit, A., Merzouk, M., & Merzouk, N. K. (2022). Overview of the Role of Energy Resources in Algeria's Energy Transition. Energies, 15(13), 4731.

[75] Malika, M. Consommation d'énergie, la population urbaine, les émissions de CO2 et la croissance économique en Algérie durant la période 1971-2020. Revue recherche économique contemporaine ISSN, 2623, 2602.

[76] Stambouli, A. B., Khiat, Z., Flazi, S., & Kitamura, Y. (2012). A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. In Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 16, Issue 7). https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.031.

[77] Hiba, C., Tarek, K. M., & Belkacem, C. (2020, June). Stacked Denoising Autoencoder network for short-term prediction of electrical Algerian load. In 2020 7th International

Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT) (Vol. 1, pp. 189-194). IEEE.

[78] Zahraoui, Y., Basir Khan, M. R., AlHamrouni, I., Mekhilef, S., & Ahmed, M. (2021). Current status, scenario, and prospective of renewable energy in Algeria: A review. Energies, 14(9), 2354.

[79] Stambouli, A. B., & Koinuma, H. (2012). A primary study on a long-term vision and strategy for the realisation and the development of the Sahara Solar Breeder project in Algeria. In Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 16, Issue 1). https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.025

[80] Abdeslame, D., Kasbadji Merzouk, N., Mekhtoub, S., Abbas, M., & Dehmas, M. (2017). Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus. Renewable Energy, 103. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.075

[81] Daaou Nedjari, H., Haddouche, S. K., Balehouane, A., & Guerri, O. (2018). Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives. Energy, 147. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.046

[82] Wang, L., Kerrouche, K. D. E., Mezouar, A., Van Den Bossche, A., Draou, A., & Boumediene, L. (2018). Feasibility study of wind farm grid-connected project in Algeria under grid fault conditions using D-facts devices. Applied Sciences (Switzerland), 8(11), 1–22. https://doi.org/10.3390/app8112250

[83] Kedaid, F. Z. (2007). Database on the geothermal resources of Algeria. Geothermics, 36(3). https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2007.02.002

[84] Gadonneix, P., Sambo, A., Guobao, Z., Kim, Y. D., Teyssen, J., Lleras, J. A. V., ... & Frei, C. (2012). World Energy Issues Monitor. World Energy Council, 372.

[85] Bendaikha, W., Larbi, S., & Bouziane, M. (2011). Feasibility study of hybrid fuel cell and geothermal heat pump used for air conditioning in Algeria. international journal of hydrogen energy, 36(6), 4253-4261..

[86] Saibi, H. (2009). Geothermal resources in Algeria. In Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 13, Issue 9). https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.06.019

[87] Ait Ouali, A., Issaadi, A., Maizi, D., Ayadi, A., & Bouhdjar, A. (2019). Geothermal potential in the Ouarsenis-Biban-Kabylie (North Central Algeria): hot spring catalogue. Arabian Journal of Geosciences, 12(23). https://doi.org/10.1007/s12517-019-4945-4

[88] Akbi, A., Saber, M., Aziza, M., & Yassaa, N. (2017). An overview of sustainable bioenergy potential in Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews,

72(December 2016), 240–245. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.072

[89] Hansen, A. D., Sørensen, P., & Hansen, L. H. (2000). Models for a Stand-Alone PV System. In Journal of Sedimentary Research (Vol. 1219, Issue December). https://doi.org/10.1306/74D71BC2-2B21-11D7-8648000102C1865D

[90] **D**iab, H., El-Helw, H., & Talaat, H. (2012). Intelligent maximum power tracking and inverter hysteresis current control of grid-connected PV systems. 2012 International Conference on Advances in Power Conversion and Energy Technologies, APCET 2012. https://doi.org/10.1109/APCET.2012.6302065

[91] Reaz Reisi, A., & Alidousti, A. (2019). Optimal Designing Grid-Connected PV Systems. In Recent Developments in Photovoltaic Materials and Devices. https://doi.org/10.5772/intechopen.79685

[92] Mohammed, A. Y., Mohammed, F. I., & Ibrahim, M. Y. (2017, January). Grid connected Photovoltaic system. In 2017 international conference on communication, control, computing and electronics engineering (ICCCCEE) (pp. 1-5). IEEE.

[93] Administration USEI. Country Analysis Executive Summary: Iran; 2019; pp. 1–6. Available online: https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Iran/pdf/iran_exe.pdf (accessed on 12 June 2020).

[94] Hessad M.A., Bouchama Z., Benaggoune S., Behih K. Cascade sliding mode maximum power point tracking controller for herphotovoltaic systems. Electrical Engineering & Electromechanics, 2023, no. 1, pp. 51-56.

[95] Nanou, S. I., Papakonstantinou, A. G., & Papathanassiou, S. A. (2015). A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation. Electric Power Systems Research, 127, 186-196.

[96] Rudra, S., Barai, R. K., & Maitra, M. (2014). Nonlinear state feedback controller design for underactuated mechanical system: A modified block backstepping approach. ISA transactions, 53(2), 317-326.

[97] Singh, P., Palwalia, D. K., Gupta, A., & Kumar, P. (2015). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. Int. Adv. Res. J. Sci. Eng. Technol, 2(1), 401-404.

[98] Abo-Sennah, M. A., El-Dabah, M. A., & Mansour, A. E. B. (2021). Maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems: a comparative study. International Journal of Electrical & Computer Engineering (2088-8708), 11(1).

[99] Lopez, P., & Nouri, A. S. (2006). Théorie élémentaire et pratique de la commande par les

régimes glissants (Vol. 55). Springer Science & Business Media.

[100] Q. Li and P. Wolfs, "A review of the single-phase photovoltaic module integrated converter topologies with three different dc link configurations," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, N°. 3, 2008.

[101] G. Petrone and C. Ramos-Paja, "Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations," Electric Power Systems Research, vol. 81, N°. 4, 2011, pp.1003-1013.

ملخص:

هذا العمل مكرس لتطوير قوانين التحكم للنظر في استخدامها في تحليل استقرار أنظمة الطاقة المتجددة وعلى وجه الخصوص النظام الكهروضوئي ، مع إبراز خصائص ومزايا التحكم في الوضع الانزلاق. يتم تقديم هذا النهج غير الخطي باستخدام هيكل تسلسلي لاستخراج ومراقبة الطاقة القصوى التي يوفرها نظام الكهروضوئية الكهروضوئية. تعمل هذه التقنية المتقدمة على تخفيف الاضطرابات التي تسببها التغيرات المناخية والتغيرات والشكوك المعيارية في النظام الكهروضوئي. تتميز وحدة التحكم المقترحة بمزايا مقارنة بالحلول الحالية التي تعتمد على خطية ديناميكيات النظام الكهروضوئي. تم تصميم جهازي تحكم متتاليين بواسطة خوارزمية الوضع المنزلق لبناء وحدة التحكم المقترحة .(SMC-SMC) تم تصميم وحدة التحكم الأولى للعثور على أقصى نقطة طاقة ، أي اتباع الجهد المرجعي للمولد الكهروضوئي. يتم استخدام هذا الجهد لمعالجة نقطة ضبط وحدة التحكم في الوضع الانزلاقي الثانوية ، والتي يتم استخدامها من خلال محول التعزيز-DC DCلتحقيق أقصى قدر من الطاقة. تضمن وحدة التحكم SMC-MPPT العالمية التي تأخذ في الاعتبار التأثيرات في ديناميكيات نظام الحلقة المغلقة للمرشح المرجعي ، نظام انزلاق مستقر عبر نطاق التشغيل المطلوب للنظام. تظهر نتائج المحاكاة فعالية النهج المقترح في ظل وجود اضطرابات بيئية.

الكلمات الرئيسية: أنظمة الطاقة المتجددة ، النظام الكهروضوئي ، الطاقة القصوى ، وحدة التحكم MPPT ، وحدة التحكم P&O ، وحدة التحكم في الوضع الانزلاقي.

Résumé :

Ce travail est consacré à l'élaboration de lois de commande pour envisager leur exploitation dans l'analyse de la stabilité des systèmes des énergies renouvelables et en particulier le système photovoltaïque, tout en mettant en évidence les propriétés et les avantages de la commande par mode glissant. Cette approche non linéaire utilisant une structure en cascade est présentée pour l'extraction et le suivi de la puissance maximale fournie par un système photovoltaïque PV. Cette technique avancée atténue les perturbations causées par les changements climatiques, les variations et les incertitudes paramétriques du système PV. Le contrôleur proposé présente des avantages par rapport aux solutions existantes qui reposent sur la linéarisation de la dynamique du système PV. Deux contrôleurs montés en cascade sont conçus par l'algorithme par mode glissant pour construire le contrôleur proposé (SMC-SMC). Le premier contrôleur est conçu pour la recherche du point de puissance maximale, c'est-à-dire pour suivre la tension de référence du générateur PV. Cette tension est utilisée pour manipuler le point de consigne du contrôleur par mode glissant secondaire, qui est utilisé via le convertisseur élévateur DC-DC pour atteindre une puissance maximale. Le contrôleur global SMC-MPPT prenant en compte les effets dans la dynamique du système en boucle fermée d'un filtre de référence, assure un régime de glissement stable dans toute la plage de fonctionnement souhaitée du système. Les résultats de simulation démontrent l'efficacité de l'approche proposée en présence de perturbations environnementales.

Mots Clés : Systèmes des énergies renouvelables, Système photovoltaïque, Puissance maximale, Contrôleur MPPT, Contrôleur P&O, Contrôleur par mode glissant.

Abstract:

This work is devoted to the development of control laws to consider their use in the analysis of the stability of renewable energy systems and in particular the photovoltaic system, while highlighting the properties and advantages of sliding mode approach. This latter using a cascade structure is presented for extracting and monitoring the maximum power delivered by a PV photovoltaic system. This advanced technique mitigates disturbances caused by climatic changes, variations and parametric uncertainties of the PV system. The proposed controller has advantages over existing solutions that rely on linearizing the dynamics of the PV system. Two sliding mode control design strategies are joined to construct the proposed controller. The primary sliding mode algorithm is designed for maximum power point searching, i.e., to track the output reference voltage of the the PV generator. This voltage is used to manipulate the setpoint of the secondary sliding mode controller, which is used via the DC-DC boost converter to achieve maximum power output. The global SMC-MPPT controller taking into account the effects in the closed-loop system dynamics of a reference filter, ensures a stable sliding regime throughout the desired operating range of the system. The simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed approach in the presence of environmental disturbances.

Keywords: Renewable energy systems, Photovoltaic system, Maximum power, MPPT controller, P&O controller, Sliding mode controller.